GROUPE EDF
2008
DOCUMENT DE
RÉFÉRENCE

# Leading the energy change

# Changer l'énergie ensemble

**Société anonyme**
**Au capital de 911 085 545 euros**
**Siège social : 22-30, avenue de Wagram**
**75382 Paris Cedex 08**
**552 081 317 RCS Paris**

# Groupe EDF
# Document de Référence 2008

Le présent Document de Référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») le 14 avril 2009, 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.

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 2007 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement à la section 20.1 (pages 214 à 315) et 20.2 (pages 316 et 317) du Document de Référence 2007 du groupe EDF ;

– les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2006 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement à la section 20.1 (pages 197 à 289) et 20.2 (pages 290 et 291) du Document de Référence 2006 du groupe EDF ; et

– l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos au 31 décembre 2007 figurant au Chapitre 9 (pages 130 à 175) du Document de Référence 2007 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'Autorité des marchés financiers (http://www.amf-france.org).

# Table des matières


1. Personnes responsables 6
- 1.1 RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE 6
- 1.2 ATTESTATION DU RESPONSABLE DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE CONTENANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL 6

2. Contrôleurs légaux des comptes 8
- 2.1 COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES 8
- 2.2 COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS 8

3. Informations financières sélectionnées 9

4. Facteurs de risque 11
- 4.1 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES AU SEIN DU GROUPE EDF 11
- 4.2 FACTEURS DE RISQUE 17
- 4.3 FACTEURS DE DÉPENDANCE 33

5. Informations concernant l'émetteur 35
- 5.1 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ 35
- 5.2 INVESTISSEMENTS 36

6. Aperçu des activités 37
- 6.1 STRATÉGIE 37
- 6.2 PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF EN FRANCE 41
- 6.3 PRÉSENTATION DE L'ACTIVITÉ DU GROUPE EDF À L'INTERNATIONAL 77
- 6.4 AUTRES ACTIVITÉS ET FONCTIONS TRANSVERSES 110
- 6.5 ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE 122

7. Organigramme 138

8. Propriétés immobilières, usines et équipements 141
- 8.1 ACTIFS IMMOBILIERS TERTIAIRES 141
- 8.2 PARTICIPATION DES EMPLOYEURS À L'EFFORT DE CONSTRUCTION (« PEEC ») 141
- 8.3 PRÊTS D'ACCESSION À LA PROPRIÉTÉ 141

9. Examen de la situation financière et du résultat 142
- 9.1 CHIFFRES CLÉS 143
- 9.2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE ET ÉVÉNEMENTS MARQUANTS DE L'EXERCICE 144
- 9.3 INTRODUCTION À L'ANALYSE DES RÉSULTATS 2008 155
- 9.4 PRÉSENTATION DES RÉSULTATS 2008 156
- 9.5 PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES SENSIBLES AUX ESTIMATIONS ET AUX JUGEMENTS 158
- 9.6 SEGMENTATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE 159
- 9.7 ANALYSE DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2008 ET 2007 160
- 9.8 ANALYSE PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE DU RÉSULTAT D'EXPLOITATION 165
- 9.9 FLUX DE TRÉSORERIE ET ENDETTEMENT FINANCIER 172
- 9.10 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS 178
- 9.11 PROVISIONS 187
- 9.12 ENGAGEMENTS HORS BILAN (ENGAGEMENTS DONNÉS) 188
- 9.13 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE 190

10. Trésorerie et capitaux 191

11. Recherche et Développement, Brevets et Licences 192
- 11.1 CHIFFRES CLÉS 192
- 11.2 R & D, UN ACTIF POUR LE GROUPE 192
- 11.3 POLITIQUE DE PROPRIÉTÉ INTELLECTUELLE 194

12. Informations sur les tendances 195
- 12.1 L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE : PROGRAMME « EXCELLENCE OPÉRATIONNELLE » 195
- 12.2 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ EN JANVIER – FÉVRIER 2009 195
- 12.3 IMPACT DU TARIF RÉGLEMENTÉ TRANSITOIRE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ 196

13. Perspectives financières 197
- 13.1 OBJECTIFS DE RÉSULTATS SUR LA PÉRIODE 2006-2008 197
- 13.2 PERSPECTIVES 2009 197

14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction générale 198
- 14.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION 198
- 14.2 DIRECTION GÉNÉRALE 205
- 14.3 ABSENCE DE LIENS FAMILIAUX, DE CONDAMNATION ET DE CONFLITS D'INTÉRÊTS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE DIRECTION GÉNÉRALE 208

15. Rémunération et avantages 210
- 15.1 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX 210
- 15.2 SOMMES PROVISIONNÉES POUR PENSIONS, RETRAITES OU AUTRES AVANTAGES 213
- 15.3 PARTICIPATION DES MANDATAIRES SOCIAUX DANS LE CAPITAL 213
- 15.4 OPTIONS DE SOUSCRIPTION ET/OU D'ACHAT D'ACTIONS 214
- 15.5 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES 214

16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction 217
- 16.1 ATTRIBUTIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 217
- 16.2 RÉUNIONS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 218
- 16.3 RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 218
- 16.4 ÉVALUATION DU FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 218
- 16.5 COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION 218
- 16.6 DÉMARCHE ÉTHIQUE 220
- 16.7 CHARTE DE DÉONTOLOGIE BOURSIÈRE 221
- 16.8 CONTRÔLE INTERNE 221
- 16.9 CONFORMITÉ AU RÉGIME DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE EN VIGUEUR EN FRANCE 221

17. Salariés / Ressources humaines 222
- 17.1 EFFECTIFS 222
- 17.2 LE STATUT DU PERSONNEL DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES 224
- 17.3 ORGANISATION ET TEMPS DE TRAVAIL 224
- 17.4 COMPÉTENCES, FORMATION ET MOBILITÉ 224
- 17.5 ÉGALITÉ DES CHANCES 225
- 17.6 DIALOGUE SOCIAL ET REPRÉSENTATION DU PERSONNEL 226
- 17.7 SANTÉ ET SÉCURITÉ - QUALITÉ DE VIE AU TRAVAIL 228
- 17.8 RÉGIME DES RETRAITES ET RÉGIME COMPLÉMENTAIRE MALADIE 229
- 17.9 POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION 230

18. Principaux actionnaires 232
- 18.1 RÉPARTITION DU CAPITAL ET DES DROITS DE VOTE 232
- 18.2 MARCHÉ DES TITRES DE LA SOCIÉTÉ 233
- 18.3 ACCORD DONT LA MISE EN ŒUVRE POURRAIT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE 234

19. Opérations avec des apparentés 235
- 19.1 RELATIONS AVEC L'ÉTAT 235
- 19.2 RELATIONS AVEC GDF SUEZ 236

19.3 RELATIONS AVEC LE GROUPE AREVA 236
19.4 RELATIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 236

**20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur 237**
20.1 INFORMATIONS FINANCIÈRES HISTORIQUES 237
20.2 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS DE L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2008 344
20.3 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES 346
20.4 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES 347
20.5 PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGES 347
20.6 CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE 354

**21. Informations complémentaires 355**
21.1 RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ 355
21.2 ACTES CONSTITUTIFS ET STATUTS 358

**22. Contrats importants 361**

**23. Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts 362**

**24. Documents accessibles au public 363**
24.1 CONSULTATION DES DOCUMENTS JURIDIQUES 363
24.2 RESPONSABLES DE L'INFORMATION 363

**25. Informations sur les participations 364**

**Glossaire 365**

**Annexe A**
**Rapport 2008 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne 372**

**Annexe B**
**Rapport des Commissaires aux comptes établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce 390**

**Annexe C**
**Mandats des administrateurs et des Directeurs généraux délégués exercés au cours des 5 dernières années (hors EDF) 394**

**Annexe D**
**Informations rendues publiques par le groupe EDF durant les douze derniers mois (document annuel établi en application de l'article 222-7 du Règlement général de l'Autorité des Marchés Financiers) 400**

**Annexe E**
**Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes 408**

**Annexe F**
**Rapport financier annuel 474**

**Annexe G**
**Résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 20 mai 2009 478**

Dans le présent Document de Référence (le « Document de Référence »), sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à EDF S.A. maison-mère 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 risques décrits à la section 4.2 (« Facteurs de risque »). Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation ou les résultats financiers 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 s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. 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 6.1 (« Stratégie »), 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 à la section 4.2 (« Facteurs de risque »).

En application de la législation européenne et française, les entités chargées 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.

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

# 1 Personnes responsables


**1.1** Responsable du Document de Référence 6

**1.2** Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel 6


## 1.1 Responsable du Document de Référence

Pierre Gadonneix
Président-Directeur Général d'EDF

## 1.2 Attestation du responsable du Document de Référence 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 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.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2008, préparés conformément au référentiel IAS-IFRS, tel qu'adopté par l'Union Européenne, et inclus dans le Document de Référence à la section 20.1 (« Informations financières historiques »), ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux figurant à la section 20.2 du présent Document de Référence.

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2008, attirent l'attention du lecteur sur les points suivants :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1 et 32.2 à 32.4, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation 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. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 2.24, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle 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. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 2.24. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

Les comptes consolidés des exercices clos les 31 décembre 2007 et 2006, qui ont été préparés selon les normes comptables internationales, telles qu'adoptées par l'Union Européenne, ont fait l'objet de rapports des contrôleurs légaux figurant respectivement à la section 20.2 du Document de Référence 2007 et à la section 20.2 du Document de Référence 2006. Ces comptes et les rapports des contrôleurs légaux correspondants sont inclus dans le présent Document de Référence par référence conformément à l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 en date du 29 avril 2004.

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2007, attirent l'attention du lecteur sur les points suivants :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1 et 31.2 à 31.5, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours

avec Areva. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;

- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 3, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle 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. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

Sans remettre en cause l'opinion qu'ils ont exprimée sur les comptes, les contrôleurs légaux, dans leur rapport sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2006, attirent l'attention du lecteur sur les points suivants :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1, 29.2 et 29.3, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme, d'échéanciers de décaissements, ainsi qu'à l'issue des négociations en cours avec Areva. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 3, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle 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. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 3. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements ».

Pierre Gadonneix
Président-Directeur Général d'EDF

# 2 Contrôleurs légaux des comptes

**2.1** Commissaires aux comptes titulaires 8

**2.2** Commissaires aux comptes suppléants 8

## 2.1 Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte et Associés,
185, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par Monsieur Amadou Raimi et Monsieur Tristan Guerlain.

KPMG SA,
Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris-La-Défense Cedex, représenté par Monsieur Jean-Luc Decornoy et Monsieur Michel Piette.

Nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

Les commissaires aux comptes ci-dessus désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent Document de Référence.

## 2.2 Commissaires aux comptes suppléants

BEAS,
7-9, Villa Houssay, 92200 Neuilly-sur-Seine.

SCP Jean-Claude André,
2 bis, rue de Villiers, 92300 Levallois-Perret.

Nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices, ces mandats expirant à l'issue de l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice qui sera clos le 31 décembre 2010.

# 3 Informations financières sélectionnées

## Préambule

En application du règlement (CE) 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 2008, sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union Européenne au 31 décembre 2008. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

## Informations financières clés

Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous sont extraites des comptes consolidés du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2008 qui ont été audités par les Commissaires aux comptes d'EDF.

Les informations financières sélectionnées ci-après doivent être lues conjointement avec (i) les comptes consolidés figurant à la section 20.1 (« Informations financières historiques ») du présent Document de Référence et (ii) l'examen de la situation financière et du résultat du Groupe figurant au chapitre 9 du présent Document de Référence.

### Extraits des comptes de résultat consolidés

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 64 279 | 59 637 |
| Excédent brut d'exploitation (EBE) | 14 240 | 15 210 |
| Résultat d'exploitation | 7 911 | 9 991 |
| Résultat avant impôts des sociétés intégrées (1) | 4 744 | 7 457 |
| **RÉSULTAT NET PART DU GROUPE** | **3 400** | **5 618** |

*(1) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net d'EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence, du résultat net des activités en cours d'abandon et des intérêts minoritaires.*

### Extraits des bilans consolidés

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Actif non courant | 141 132 | 134 572 |
| Actif courant | 59 154 | 51 308 |
| Actifs détenus en vue de la vente | 2 | 269 |
| **TOTAL DE L'ACTIF** | **200 288** | **186 149** |
| Capitaux propres — part du Groupe | 23 058 | 27 210 |
| Intérêts minoritaires | 1 784 | 1 586 |
| Provisions non courantes | 43 415 | 44 038 |
| Autres passifs non courants | 73 814 | 64 623 |
| Passif courant | 58 217 | 48 578 |
| Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente | 0 | 114 |
| **TOTAL DU PASSIF** | **200 288** | **186 149** |

## Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles | 7 572 | 10 222 |
| Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement | (16 665) | (5 428) |
| Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement | 8 811 | (2 116) |
| **VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE** | **(282)** | **2 678** |

## Informations relatives à l'endettement financier

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Emprunts et dettes financières | 37 451 | 27 930 |
| Dérivés de couvertures des dettes | (381) | 23 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | (5 869) | (6 035) |
| Actifs liquides | (6 725) | (5 682) |
| Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente | 0 | 33 |
| **ENDETTEMENT FINANCIER NET** | **24 476** | **16 269** |

# 4 Facteurs de risque


**4.1** Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF 11

**4.2** Facteurs de risque 17

**4.3** Facteurs de dépendance 33


# 4.1 Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF

## 4.1.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe

Le groupe EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel (voir « Rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne » reproduit en Annexe A au présent Document de Référence).

Face à un contexte évolutif, le Groupe 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 du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG »).

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques sont de :
- permettre l'identification et la hiérarchisation des risques dans tous les domaines en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste, sous la responsabilité du management opérationnel ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance du Groupe d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe ;
- répondre aux attentes et informer les parties prenantes externes sur les risques du Groupe et sur le processus de management de ces risques.

Le périmètre de gestion des risques comprend les activités d'EDF et celles de ses filiales dont EDF assure le contrôle opérationnel. Il ne comprend donc pas les filiales dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel du fait de règles d'indépendance de gestion (RTE-EDF Transport, Electricité Réseau Distribution France - ERDF : les filiales régulées) et les entités co-contrôlées (notamment EnBW, Edison ou Dalkia International).

Le périmètre de contrôle des risques comprend les activités d'EDF et celles de ses principales filiales en France et à l'étranger. Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, le contrôle des risques est réalisé dans le cadre des organes de gouvernance de ces entités.

Compte tenu du caractère récent de l'acquisition du groupe British Energy par EDF (voir section 6.3.1.1.3 (« British Energy »)), la présentation dans les sections 4.1.1 (« Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe ») et 4.1.2 (« Gestion des risques industriels et environnementaux ») ne prend pas en compte la gestion et le contrôle des risques au sein du groupe British Energy.

### 4.1.1.1 PRINCIPES DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES

D'une façon générale, la gestion des risques est placée sous la responsabilité des entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité.

Le contrôle des risques est assuré par une filière mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

Selon ces principes, chaque semestre, EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour les entités dont elle assure le contrôle opérationnel ou sous contrôle conjoint (à l'exception de Dalkia International), sur la base des déclarations de ces dernières. La cartographie consolidée fait l'objet chaque semestre d'une validation par le TOP 4 et d'une présentation au Comité d'audit du Conseil d'administration de la Société (voir section 14.2.3 (« TOP 4 et Comité exécutif »)).

Le processus global de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus mis en œuvre par le Groupe : notamment l'élaboration du programme d'audit, la politique « Assurances » et sa mise en œuvre (voir section 4.1.3 (« Assurances »)), la politique de gestion de crise, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes décisionnels du Groupe (TOP 4, Comité des Engagements et des Participations, Comité des Engagements Combustibles, Comité de Pilotage Amont-Aval-Trading, etc.). Le processus de contrôle des risques contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements long terme en veillant au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les dossiers présentés aux Comités des Engagements.

#### RTE-EDF TRANSPORT

Concernant RTE-EDF Transport, la gestion et le contrôle des risques sont organisés aux deux niveaux de management concernés :
- au niveau national, le Comité Exécutif de RTE-EDF Transport valide semestriellement la cartographie de ses risques majeurs, qui est ensuite présentée au Comité de Supervision Économique et d'Audit du Conseil de surveillance de RTE-EDF Transport. Le Comité Exécutif fait suivre par un responsable national chacun des risques identifiés. Le Département Audit Risques de RTE-EDF Transport réalise les audits nationaux commandités par le Comité Exécutif, à qui elle rapporte ses constats et ses recommandations ;

- au niveau local, chaque unité et entité fonctionnelle de RTE-EDF Transport a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités, de leur maîtrise par des audits appropriés, et du reporting au niveau national.

ELECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE – ERDF

ERDF identifie et gère ses risques suivant la méthodologie du Groupe. Le contrôle des risques est réalisé en application des principes de contrôle du Groupe et est assuré par une filière indépendante des entités opérationnelles d'ERDF, pour vérifier, avec une assurance raisonnable, la maîtrise des activités :

- une cartographie des risques majeurs au périmètre d'ERDF est mise à jour chaque semestre. Après validation par le Directoire d'ERDF, elle est présentée au Comité de Supervision Économique et d'Audit d'ERDF et au Conseil de surveillance. Pour chaque risque majeur identifié, un responsable (membre du Comité Exécutif d'ERDF) est désigné et un coordinateur national est chargé de mettre en œuvre les plans d'actions de couverture des risques associés. Un programme annuel d'audits nationaux commandités par le Comité Exécutif d'ERDF construit à partir de l'analyse des risques et conduit par la Direction Audit – Contrôle Interne – Risques d'ERDF complète le dispositif de contrôle ;
- chaque Direction opérationnelle en Région et Direction fonctionnelle métier a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités. Pour ce faire, elle conduit en amont une analyse de risques, selon la méthodologie transverse au sein d'ERDF. Les plans de contrôle interne font l'objet d'un reporting et d'une consolidation au niveau national.

L'état d'avancement du programme d'audit, du contrôle interne et l'efficacité des actions d'amélioration menées font également l'objet d'une validation en Directoire et d'une présentation semestrielle en Comité d'audit et de supervision économique.

### 4.1.1.2 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

Le facteur de risque relatif aux marchés énergies figure à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

#### 4.1.1.2.1 CADRE DE GESTION FINANCIÈRE 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 impacter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique « risques marchés énergies » (portant à la fois sur l'électricité, le gaz, le charbon, les produits pétroliers et les permis d'émission de $CO_2$) est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel (voir section 9.10.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies»)).

Cette politique vise à :

- définir le cadre général dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF Trading ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève d'une part, des gestionnaires d'actifs de production 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 leurs états financiers. Ils restent néanmoins exposés à un risque, non couvrable sur les marchés, compte tenu de différents facteurs tels que le manque de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes, etc. Cela pourrait impacter significativement les résultats financiers du Groupe.

Dans le Groupe, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe. À ce titre, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, conforme aux pratiques en vigueur dans les sociétés de *trading*.

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies font l'objet d'indicateurs de pilotage, de limites et de scénarii de sensibilité des positions, permettant d'assurer la maîtrise de ces risques (voir section 9.10.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)).

#### 4.1.1.2.2 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, formalisée par des mandats de gestion de risques fixant notamment des limites de risques. Ces mandats permettent au TOP 4 de fixer 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 3 ans) ;
- un processus de contrôle, spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, reposant sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques, impliquant la direction du Groupe.

Concernant Edison et EnBW, entités co-contrôlées, la politique « risques marchés énergies » et le processus de contrôle sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

L'exposition consolidée des risques « marchés énergies » des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée mensuellement au Comité Exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités.

### 4.1.1.3 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS FINANCIERS

#### 4.1.1.3.1 CADRE DE GESTION FINANCIÈRE DES RISQUES FINANCIERS

EDF a mis en place un cadre de gestion financière (voir section 9.10.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers »)) qui définit la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (risques de liquidité, de change, de taux d'intérêt et de contrepartie), et applicable à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement. Le Groupe est exposé au risque actions au travers de titres détenus dans le cadre de la gestion de ses actifs de trésorerie et au travers des actifs dédiés à la couverture des provisions long terme de déconstruction des centrales nucléaires pour laquelle un cadre de gestion *ad hoc* s'applique. Les principes énoncés

font l'objet d'indicateurs de pilotage et de limites permettant d'assurer la maîtrise de ces risques, avec notamment un objectif de limitation de la volatilité des charges financières du Groupe.

Par ailleurs, chaque année, le Comité d'audit et le Conseil d'administration d'EDF vérifient le respect de ce cadre de gestion financière et le font évoluer si nécessaire, en particulier en ce qui concerne les limites et les ratios financiers cibles associés.

EDF a également mis en place, d'une part, des scénarii de sensibilité des positions en conditions limites qui permettent de surveiller son exposition aux risques « atypiques » de décalage de marché important et, d'autre part, des *stop-loss* qui arrêtent le seuil de perte à partir duquel une position doit être clôturée.

#### 4.1.1.3.2 ORGANISATION DU CONTRÔLE

Le Département Contrôle des Risques Financiers (« DCRF ») est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du cadre de gestion financière. Cette structure a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur EDF et les entités dont elle assure le contrôle opérationnel ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe. Le DCRF est rattachée à la Direction Contrôle des Risques Groupe afin de garantir l'indépendance entre la structure de contrôle de ces risques et les activités de gestion des risques qui font l'objet de ce contrôle.

Concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF, des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risque sont communiqués par le DCRF au directeur Trésorier du Groupe, au chef de la salle des marchés et au responsable du DCRF. Ces mêmes acteurs sont immédiatement informés pour action en cas de dépassement de limites. Un point hebdomadaire est fait par le DCRF au Comité de Coordination Opérationnelle de la DCFT. Le Comité Stratégique de la DCFT vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques nécessaires.

De plus, des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles. Le dispositif de contrôle interne recouvre deux niveaux de contrôle :

- le contrôle interne exercé à la maille de la DCFT : l'animateur de contrôle interne est le responsable du département contrôle des risques financiers. Une équipe dédiée est en charge d'élaborer et de réaliser un plan de contrôle interne annuel. Ce plan intègre plusieurs missions vérifiant l'application des procédures de contrôle et le respect des cadres de travail par la salle des marchés ;
- le contrôle exercé par la Direction de l'Audit Groupe qui programme annuellement des audits sur les activités liées aux marchés financiers et au contrôle des risques financiers.

Par ailleurs, EDF peut mandater, si nécessaire, des cabinets externes pour auditer les procédures de contrôle des risques financiers.

#### 4.1.1.3.3 RISQUE DE LIQUIDITÉ

Le groupe EDF vise à disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement futur, les dotations annuelles au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme et également pour faire face à tout événement exceptionnel. La gestion de la liquidité a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant. Ces éléments sont exposés à la section 9.10.1.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité »).

EDF a mis en place un suivi régulier du risque de liquidité du Groupe, intégré au cycle de gestion, incluant des scénarii de stress. Par ailleurs, le Comité de Coordination Opérationnelle effectue une revue hebdomadaire des besoins de liquidité.

#### 4.1.1.3.4 RISQUE DE CHANGE

Du fait de la diversification de ses activités et son implantation géographique, le groupe EDF 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 fonds propres et les résultats.

De manière générale, les flux de trésorerie d'exploitation de la maison-mère et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale à l'exception des flux liés aux achats de combustibles, principalement libellés en dollars, et de certains flux liés à des achats de matériel pour des montants moindres cependant.

Ces éléments sont exposés à la section 9.10.1.3 (« Gestion du risque de change »).

#### 4.1.1.3.5 RISQUE ACTIONS

EDF est exposé au risque sur actions sur les titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire et sur les titres détenus dans le cadre de ses actifs de trésorerie.

Ce risque est exposé aux sections 9.10.1.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.10.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

#### 4.1.1.3.6 RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux natures de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe, dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières.

Ces éléments sont exposés à la section 9.10.1.4 (« Gestion du risque de taux d'intérêt »).

#### 4.1.1.3.7 RISQUE DE CONTREPARTIE

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 de ce fait ses obligations contractuelles. Ces pertes peuvent être de natures diverses : la faillite d'une des contreparties peut conduire le Groupe à constater des factures impayées (risque de règlement), à perdre des contrats dégageant des bénéfices (coût d'opportunité), à subir un surcoût pour remplacer les contrats non honorés (coût de remplacement), à devoir payer des pénalités à des tiers si la défaillance d'une des contreparties entraînait par ricochet l'incapacité du Groupe à honorer ses propres obligations, etc.

Les entités du Groupe ayant une activité importante sur les marchés énergies ou financiers (EDF, EDF Energy, EDF Trading, EnBW) ont mis en place une méthodologie d'attribution de limites pour chaque contrepartie selon plusieurs critères (notations des agences de rating, endettement, capacité d'autofinancement, actifs, fonds propres) et en tenant compte de l'échéance et de la nature des transactions. Par ailleurs, conformément à

la pratique sur les marchés énergétiques et financiers un mécanisme d'appels de marge a été mis en place par quelques entités du Groupe afin de réduire, voire, dans la mesure du possible, éliminer le risque de contrepartie. Un suivi régulier de la consommation des limites par contrepartie est réalisé au niveau de l'entité et le Groupe s'organise pour assurer une veille active sur ses contreparties majeures pour produire et tenir à jour l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie et se doter des règles et procédures de gestion des expositions consolidées au risque de contrepartie. Les filiales RTE-EDF Transport et ERDF, qui interviennent également sur les marchés énergies au titre des achats de pertes, appliquent également les principes de suivi régulier de leurs contreparties et d'attribution de limites pour chaque contrepartie en fonction de critères définis.

Le Conseil d'administration a validé le 1er juillet 2004 le cadre de gestion du risque de contrepartie du Groupe applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel. Ce cadre prévoit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. Trois grands principes sont au cœur de ce cadre : (i) la réactivité de l'organisation, (ii) l'indépendance des fonctions de contrôle des risques par rapport aux activités qui génèrent les risques et (iii) la responsabilisation des entités sur leurs expositions. Il prévoit également une limite pour le Groupe qui s'appliquera à chaque contrepartie. En complément de cette limite par contrepartie au niveau du Groupe, il a été instauré en 2007 une limite supplémentaire par contrepartie, applicable au niveau de chaque entité d'EDF ou filiale du Groupe contrôlée de façon opérationnelle.

## 4.1.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

### 4.1.2.1 GESTION DU RISQUE SÛRETÉ NUCLÉAIRE

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté nucléaire figurent à la section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

Comme tout exploitant, le Groupe assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses ouvrages. 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, jusqu'à la déconstruction). Les moyens mis en œuvre dans le cadre du dispositif de sûreté nucléaire ont permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. L'ensemble de la démarche sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles permanents internes et externes (voir ci-dessous et section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection »)).

La réalisation du parc nucléaire français a conduit à la mise en place 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 et externes. Cette démarche s'appuie notamment sur l'application de règles d'exploitation strictes et sur des compétences intégrées au Groupe (ingénierie nucléaire, recherche et développement (« R & D »)), permettant une anticipation de la résolution de défaillances, une évaluation des matériels de manière continue, une réévaluation régulière des marges de sûreté, une veille technologique et la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Le maintien et l'amélioration du niveau de sûreté reposent également sur le concept de défense en profondeur, qui prévoit le traitement systématique du risque de défaillances techniques, organisationnelles et humaines en interposant des lignes de défense successives et indépendantes au niveau des installations, process et organisation.

La qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire d'EDF font l'objet de multiples contrôles internes (notamment assurés par l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, directement rattaché au Président Directeur Général d'EDF) mais aussi externes, notamment assurés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), dont le statut a été transformé le 13 juin 2006 par la Loi n° 2006-686 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire afin de lui conférer celui d'autorité administrative indépendante. Les centrales nucléaires doivent se conformer à un référentiel dont les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en assure le contrôle. L'organisation de crise prévue en cas de situation accidentelle est régulièrement évaluée au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français. Dix environ sont d'une ampleur nationale. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens et les assurances associées sont décrits à la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »).

### 4.1.2.2 GESTION DU RISQUE DE SÛRETÉ HYDRAULIQUE

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté hydraulique figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe») ci-dessous.

En vertu des contrats de concession ou d'autorisations administratives, le Groupe exploite des ouvrages hydroélectriques. En tant qu'exploitant, il est responsable de leur niveau de sûreté.

Les principaux risques liés à ces ouvrages ou à leur exploitation sont le risque de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue et les risques liés aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements.

Les trois activités stratégiques en matière de gestion de la sûreté hydraulique sont la surveillance des barrages et des ouvrages associés, la gestion des ouvrages en période de crue, et la maîtrise des variations de débit (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)). Pour améliorer encore la gestion de ces risques, EDF a lancé en 1995, sur ses ouvrages en France et dans les DOM, une démarche de mise sous assurance qualité de ces trois activités qui a abouti fin 2003 à leur certification ISO 9001 dans chacun des Groupes d'Exploitation Hydraulique. Ces certifications constituent la base d'une démarche de progrès continu dans la maîtrise de la sûreté hydraulique. Elles ont depuis lors été renouvelées par les organismes de certification. Par ailleurs, la détection, l'analyse des incidents éventuels, la mise en œuvre des actions correctives et préventives, le retour d'expérience et le partage d'expérience constituent la base du processus d'amélioration du niveau de sûreté des installations. Dans la continuité de la démarche initiée en 2005 pour l'identification des risques de défaillances par famille de matériel et dans un contexte marqué par quelques avaries ayant entraîné l'indisponibilité d'installations sur du moyen terme (barrage de Tuillères en Dordogne, etc.), EDF a décidé en 2006 d'engager un programme 2007-2011 de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages pour un montant global de l'ordre de 560 millions d'euros afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver à terme les performances techniques de son parc. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé Sûreté et Performance de l'Hydraulique (« SuperHydro ») d'une durée de 5 ans est en cours, et entraînera transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités plus conséquentes que celles enregistrées précédemment.

Les actions de sensibilisation et d'information auprès du public sur les dangers présentés par les aménagements hydroélectriques, engagées depuis une dizaine d'années, sont renouvelées chaque année. La rupture d'un barrage de retenue ou d'un ouvrage associé pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes et les biens situés en aval. La prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages est assurée sous le contrôle des DRIRE (Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement). Les 68 plus grands barrages font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en œuvre sous l'autorité du préfet, dans le cadre de la Loi sur les risques majeurs.

À ce titre, EDF a souscrit un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

#### 4.1.2.3 GESTION DES RISQUES LIÉS AUX INSTALLATIONS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DU GROUPE

Les facteurs de risques relatifs aux installations de transport et de distribution du Groupe figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les ouvrages de transport et de distribution, les investissements réalisés prennent en compte la sécurité des biens et des personnes.

Par ailleurs, en France :
- vis-à-vis des tiers, des actions de communication ont lieu notamment avec des associations de pêcheurs et les syndicats agricoles pour rappeler les dangers de manipulation d'outils à proximité des lignes ;
- vis-à-vis des exploitants, les interventions sont soumises à des habilitations, lesquelles supposent, en amont, un contrôle de connaissances, complété de visites de chantiers réalisées par la hiérarchie et l'expert prévention de l'unité concernée.

À ce titre, EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

#### 4.1.2.4 GESTION DES RISQUES LIÉS AUX ACCIDENTS INDUSTRIELS OU AUX IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SANITAIRES DU GROUPE

Les activités du Groupe pourraient, en l'absence d'une gestion adéquate, être à l'origine d'accidents industriels ou d'importants impacts environnementaux et sanitaires.

Ces risques d'atteinte au milieu naturel ou à la santé des riverains, de son personnel et de ses sous-traitants sont encadrés par des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et en matière de santé publique. Les facteurs de risques correspondants figurent à la section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-après.

La politique environnementale du Groupe intègre notamment l'évolution des grands dossiers environnementaux tels que la lutte contre le changement climatique, les atteintes à la biodiversité, etc.

La mise en œuvre opérationnelle de cette politique s'appuie sur le déploiement d'un « Système de Management Environnemental » au sein de l'ensemble des entités du Groupe ayant une influence directe ou indirecte sur les impacts environnementaux. La mise en place de ce Système de Management Environnemental permet de garantir un meilleur contrôle de la connaissance et de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires. Ce système a été certifié ISO 14001 en avril 2002 (voir section 6.4.3 (« Politique de Développement Durable et service public »)). En ce qui concerne les accidents industriels, la norme ISO 14001 implique la mise en œuvre d'un ensemble contrôlé d'actions planifiées et systématiques, en particulier pour ce qui concerne la prévention des risques majeurs, les tests de situations d'urgence et la gestion de la sécurité. À ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité générale (voir section 4.1.3.1 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

Chaque année, des audits de suivi sont réalisés, par un organisme accrédité externe au groupe EDF, sur les entités formant le périmètre de certification. En 2008, l'audit de renouvellement a permis de confirmer, pour 3 ans, le certificat ISO 14001 pour le Système de Management Environnemental mis en œuvre par le Groupe.

### 4.1.3 Assurances

Pour 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.

La politique d'assurances est conduite par la Division Assurances du Groupe qui a pour mission de proposer et d'optimiser continuellement la politique de gestion des risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs. Une fois la politique Groupe définie et validée par le Conseil d'administration d'EDF, la Division Assurances du Groupe en organise la mise en œuvre au travers d'EDF Assurances, filiale de courtage d'assurances dédiée au groupe EDF, et auprès d'acteurs majeurs du marché de l'assurance et de la réassurance.

L'échange d'information entre la Direction Contrôle des Risques Groupe (voir section 4.1.1 (« Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe ») ci-dessus) et la Division Assurances du Groupe a été systématisé de manière à ce que les deux directions puissent bénéficier d'une vision consolidée et aussi exhaustive que possible des risques du Groupe. À partir de cette vision partagée, le Groupe est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par la politique d'assurances du Groupe.

EDF a décidé de mettre en place des programmes d'assurances de Groupe largement étendus à ses filiales dont elle a le contrôle y compris ses filiales régulées de réseaux disposant d'une autonomie de gestion (RTE-EDF Transport et ERDF) 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. Pour le risque dommages, 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 au sens US GAAP), notamment les centrales nucléaires (hors accident nucléaire), les centrales thermiques, les barrages, les postes de transformation des réseaux. OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie qui offre à ses membres une couverture limitée des dommages matériels. Au-delà de ces couvertures de base, EDF a mis en place des compléments d'assurances couvrant EDF ainsi que de nombreuses filiales françaises et internationales dont EDF Energy.

EDF Assurances réalise régulièrement des visites de sites en partenariat avec les services internes et les principaux assureurs. Ces visites permettent d'identifier les risques éventuels liés à l'activité du Groupe et de les évaluer afin d'apprécier la constante adéquation des couvertures d'assurance avec ces risques.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève ainsi à 121,7 millions d'euros en 2008, dont 67,4 millions d'euros pris en charge par EDF.

EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la politique d'assurance 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 et les montants 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.

Les contrats d'assurances, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et/ou des sous-limites.

### 4.1.3.1 ASSURANCES RESPONSABILITÉ CIVILE (HORS RESPONSABILITÉ CIVILE NUCLÉAIRE)

**Périmètre : RTE-EDF Transport, ERDF, EDF, et ses autres filiales contrôlées**

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale la couvrant contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile (hors nucléaire) pouvant lui incomber dans le cadre de ses activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont en particulier inclus les risques de responsabilité civile liés à la rupture d'un barrage, aux centrales thermiques, aux postes 400 kV de la région parisienne et aux autres ouvrages de réseaux, ainsi que ceux liés aux atteintes à l'environnement à la suite, par exemple, d'un 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, y compris la participation de Wagram Insurance Company Ltd, n'excède pas 5 millions d'euros par incident, les filiales optant généralement pour des franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

### 4.1.3.2 ASSURANCE RESPONSABILITÉ CIVILE DES MANDATAIRES SOCIAUX

**Périmètre : les dirigeants et mandataires sociaux de RTE-EDF Transport, ERDF, EDF et ses autres filiales contrôlées**

EDF a conclu un programme d'assurance « responsabilité civile des mandataires sociaux » les couvrant contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

### 4.1.3.3 ASSURANCE DOMMAGES (HORS BIENS NUCLÉAIRES)

#### 4.1.3.3.1 PROGRAMME DOMMAGES CONVENTIONNELS

**Périmètre : EDF, ERDF, EDF Energy, ainsi que de nombreuses autres filiales françaises et internationales**

Wagram Insurance Company Ltd. (société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF), des assureurs et réassureurs apportent, par rapport aux couvertures « OIL », des extensions de couverture (couverture additionnelle des dommages aux biens pour porter la limite maximale à 700 millions d'euros, et selon les filiales, abaissement du niveau de franchise). Pour ce programme « dommages conventionnels », la rétention du Groupe sur un sinistre (comprenant la franchise et la part de risque conservée par *Wagram Insurance Company Ltd*.) n'excède pas 20 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales contrôlées par EDF, mais pas pour EDF, une couverture des « pertes d'exploitation » en cas de dommage matériel. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont décrites à la section 4.1.2 (« Gestion des risques industriels et environnementaux »).

Ce programme « Dommages » continuera d'être progressivement étendu aux autres filiales contrôlées par EDF qui définissaient, jusqu'à présent, elles-mêmes leur politique de couverture pour ce type de risque.

#### 4.1.3.3.2 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 / tous risques montage). 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 à Flamanville, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, de turbine à combustion, etc.

#### 4.1.3.3.3 COUVERTURE TEMPÊTES

**Périmètre : réseau de distribution aérien d'ERDF en France métropolitaine et d'EDF en Corse**

À la suite des tempêtes de 1999 qui ont eu un impact global sur les coûts d'EDF d'environ 1,5 milliard d'euros, EDF a souhaité se couvrir contre les conséquences des dommages matériels causés par les tempêtes sur le réseau de distribution, lequel représente la plus grosse partie de l'exposition au risque. À cet effet, EDF avait conclu avec CDC IXIS Capital Market en décembre 2003 un contrat innovant ayant pour objet de couvrir le réseau de distribution du Groupe contre les conséquences d'événements exceptionnels.

Ce contrat est arrivé à échéance le 18 décembre 2008, ce qui s'est traduit par le versement de 138 millions d'euros par Natixis (successeur de CDC-IXIS) à ERDF (le contrat ayant été apporté à ERDF dans le cadre de l'apport partiel d'actifs d'EDF, lors de la filialisation des activités de distribution d'EDF en 2007). L'étude des modalités de mise en place d'une couverture dommages du réseau aérien de distribution est en cours.

### 4.1.3.4 ASSURANCE SPÉCIFIQUE AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITANT D'INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

#### 4.1.3.4.1 RESPONSABILITÉ CIVILE

Les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la Loi française du 31 octobre 1968, modifiée par la Loi du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la Convention de Paris (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)). Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurances auprès des AGF et de *European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI). Les montants couverts par ces polices correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire, qu'en cours de transport. Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par

accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. Conformément à la réglementation, les contrats d'assurance souscrits par EDF pour couvrir le risque de responsabilité civile nucléaire ne prévoient aucune franchise. En revanche, la société Oceane Re (société de réassurance du Groupe) qui participe à ce risque via les contrats de réassurance émis au profit d'AGF et d'ELINI, conserve une exposition inférieure à 10 millions d'euros par sinistre.

Une assurance spécifique couvre la responsabilité civile nucléaire consécutive aux accidents en cours de transport. La limite de couverture dépend de la réglementation du ou des pays traversés à l'occasion du transport ; pour les accidents en cours de transport en France, le montant total couvert est de 23 millions d'euros.

À compter de la mise en application de la Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)), EDF sera tenu d'ajuster ses couvertures d'assurance de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation (700 millions d'euros en ce qui concerne la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire). À cette fin, EDF recherchera dans ce nouveau cadre législatif les solutions de couverture possibles (pools nucléaires, mutuelles, etc.). Cette disposition ne sera applicable qu'à la date d'entrée en vigueur des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles relatives à la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et en matière de dommages nucléaires, lorsqu'au moins deux tiers des États les auront ratifiés.

EnBW exploite des centrales nucléaires en Allemagne. Dans ce pays, la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est une responsabilité sans faute et illimitée. Dans le cadre de la Loi atomique, les exploitants de centrales nucléaires doivent mettre en place une garantie financière d'un montant de 2,5 milliards d'euros par incident. EnBW a ainsi souscrit une assurance de responsabilité civile nucléaire à hauteur de 255,6 millions d'euros et conclu avec les autres sociétés mères des exploitants allemands d'installations nucléaires (E.ON, RWE et Vattenfall Europe) un contrat de solidarité pour couvrir les 2 244,4 millions d'euros restants. Ce contrat stipule qu'en cas de sinistre, et une fois que l'exploitant nucléaire concerné et sa société mère allemande ont épuisé leurs propres capacités, les autres sociétés contribuent financièrement pour que l'exploitant puisse faire face à ses obligations.

British Energy exploite des centrales nucléaires au Royaume-Uni. Dans ce pays, la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est une responsabilité sans faute et illimitée s'agissant des risques de contamination « sur site », mais limitée à 140 millions de livres sterling s'agissant des risques de contamination « hors site ». Le gouvernement britannique prend à sa charge les coûts liés à une contamination hors site excédant les 140 millions de livres sterling. British Energy a ainsi souscrit des polices d'assurance de responsabilité d'exploitant d'installations nucléaires couvrant (i) les risques de contamination nucléaire sur site jusqu'à 1,5 milliard de livres sterling (avec une franchise de 270 millions de dollars) et (ii) les risques de contamination hors site jusqu'à 140 millions de livres sterling (avec une franchise de 10 millions de livres sterling) et les frais associés jusqu'à 80 millions de livres sterling.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 6.5.4.2 ( « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous.

#### 4.1.3.4.2 ASSURANCES DOMMAGES AUX INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

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, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance faisant appel, d'une part, à des assureurs réassurés pour certains auprès du pool atomique français (Assuratome) et, d'autre part, à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI), pour une capacité totale de 1 500 millions d'euros au-delà d'une franchise de 200 millions d'euros.

EnBW dispose, avec des franchises plus basses, d'une couverture comparable à celle d'EDF grâce à la mutuelle EMANI et au pool allemand.

British Energy dispose d'une couverture comparable à celle d'EDF grâce à la mutuelle EMANI et au pool britannique.

# 4.2 Facteurs de risque

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 et/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 concernent :

- les risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie (voir section 4.2.1 (« Risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie »)) ;
- les risques liés aux activités du Groupe (voir section 4.2.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »)) ;
- les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe (voir section 4.2.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe »)) ;
- les risques liés à la structure et à la transformation du Groupe (voir section 4.2.4 (« Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe »)) ; et
- les risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions (voir section 4.2.5 (« Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions »)).

## 4.2.1 Risques liés à l'ouverture des marchés européens de l'énergie

**Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, en particulier sur le marché français de la fourniture d'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 maintenant la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence choisir n'importe lequel de ses concurrents (voir section 6.2.1.2 (« Commercialisation »)). EDF a mis en œuvre des mesures visant à affronter la concurrence. Toutefois, au regard de sa précédente position de monopole, EDF ne peut que perdre des parts de marché en France. Ces pertes pourraient être de plus en plus significatives, notamment du fait de la modification du paysage concurrentiel (émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, etc.). Cette diminution des parts de marché d'EDF pourrait avoir, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF pourrait être amené à augmenter ses dépenses de commercialisation ou à réduire ses marges (notamment en cas de concurrence par les prix), ce qui aurait un impact négatif sur sa profitabilité.

### HORS DE FRANCE

Au travers de ses différentes filiales en Europe, le Groupe est confronté à des situations concurrentielles différentes, notamment sur le marché de l'électricité :

- au Royaume-Uni, le marché est totalement ouvert depuis les années 1990 et très concurrentiel ;
- en Allemagne, le marché est également totalement ouvert et devient de plus en plus concurrentiel ;
- en Italie, le degré d'ouverture du marché est comparable à celui de la France, et Edison est en mesure de contester la position de l'opérateur historique (Enel) ;
- dans le reste de l'Europe, et en particulier en Europe centrale et orientale, le rythme de l'ouverture du marché se poursuit pour les nouveaux membres de l'Union Européenne.

Dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit mener une stratégie de défense de ses parts de marché, comme en France. Dans d'autres, au contraire, il doit mener une stratégie offensive de conquête de parts de marché. Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution 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 du degré de déréglementation du pays concerné, mais aussi de nombreux autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas non plus de contrôle.

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore pourrait voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et ses résultats financiers.

**Le cadre réglementaire et 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 6.5 (« 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 réglementaire et juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre réglementaire et juridique, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent et n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture des marchés. Il est donc susceptible d'évolutions futures qui pourraient être défavorables au Groupe. Par exemple, ces évolutions futures du cadre réglementaire et juridique, que ce soit en France ou à l'étranger, pourraient entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe ou modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe devrait opérer.

En particulier, au Royaume-Uni, le régime concernant l'accès des producteurs d'électricité au principal réseau britanique de transport et de transmission *(GB Transmission System)* est actuellement en cours de réexamen. Il ne peut être exclu que cela aboutisse à une réforme modifiant les bases actuelles de tarification et les modalités d'accès au réseau. Cela pourrait conduire à des coûts plus élevés pour les unités de production existantes et pourrait également impacter la rentabilité de toutes nouvelles centrales.

**Risques liés au fait que le Groupe restera, sans doute pour les prochaines années, un acteur majeur du marché français de l'électricité.**

En France, bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché, EDF restera sans doute, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture. Les activités de transport et de distribution (assurées par RTE-EDF Transport et par ERDF) doivent être 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.

EDF entend continuer à se conformer strictement aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination.

Cela étant, des concurrents ont engagé et pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles ; litiges qui pourraient être tranchés dans un sens contraire aux intérêts du Groupe.

Par ailleurs, indépendamment de toute action contentieuse à l'initiative de concurrents, les autorités compétentes pourraient prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré et équilibré (voir en particulier les sections 6.5.1.1 (« Législation européenne » — « Ouverture du marché ») et 6.2.1.2.1 (« Ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité »)). Ainsi, en décembre 2008, la Commission européenne a communiqué à EDF des griefs dans le cadre d'une présomption d'infraction à l'article 82 du Traité UE relatif aux abus de position dominante (voir section 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)).

Enfin, des États européens pourraient arguer que l'ouverture du marché français est insuffisante et mettre en œuvre des mesures visant à freiner le développement du Groupe dans leur propre pays.

Cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le modèle, les activités et les résultats financiers 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.**

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de vente et a procédé à la filialisation de ses activités de transport et de distribution, qui restent détenues à 100 % par le Groupe. EDF pourrait être affecté par la perte de contrôle de certaines décisions opérationnelles pouvant avoir un impact sur les coûts de fonctionnement, qui constituent des éléments importants de la rentabilité des activités de transport et de distribution en France. Parallèlement, EDF continuera à supporter les risques liés à l'exploitation des activités de transport et de distribution, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments

pouvant affecter la rentabilité des actifs de transport et de distribution.

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 aux mêmes types de contraintes réglementaires.

## 4.2.2 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 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 4.2.3 (voir « Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les installations hydrauliques, bien qu'il n'en soit pas propriétaire mais concessionnaire, le Groupe est responsable en tant qu'exploitant de la sûreté de l'ensemble de ses ouvrages. Les principaux risques liés aux aménagements hydrauliques et à leur exploitation sont les suivants : le risque de rupture du barrage ou d'installations hydrauliques associées, les risques liés à la gestion des ouvrages en période de crue, le risque lié aux variations de débit ou de niveau du fait de l'exploitation des aménagements. À ces risques s'ajoutent ceux liés à des agressions ou actes de malveillance de toute nature.

Le Groupe prend, lors de la construction des ouvrages hydroélectriques, et au cours de leur exploitation, les mesures nécessaires de prévention et de sécurité (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)) et ce avec la collaboration des pouvoirs publics. Toutefois, le Groupe ne peut pas garantir que de tels événements ne se produiront jamais ou que les mesures prises seront dans tous les cas pleinement efficaces, en particulier pour faire face à des événements externes (crues, imprudence ou actes de malveillance de tiers).

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, au risque d'électrocution. Dans ce domaine, le Groupe met aussi 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, de nombreuses instances sanitaires internationales (dont l'Organisation Mondiale de la Santé (OMS), le Centre International de Recherche sur le Cancer (CIRC), l'Académie des Sciences américaine, l'Institut américain pour la santé et l'environnement (NIEHS), le Bureau National de Radioprotection anglais (NRPB)) considèrent, en l'état des connaissances scientifiques actuelles, que l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. Bien que classés 2B (cancérigène possible) par le CIRC en 2002, l'OMS considère dans un rapport publié en juin 2007 que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles. La Commission européenne, par précaution, a établi des recommandations relatives à l'exposition du public et des travailleurs aux champs électromagnétiques, recommandations dont le respect a été préconisé par l'OMS dans son rapport de juin 2007, et qui sont respectées par le Groupe. Cependant, il ne peut être exclu que les connaissances médicales sur les risques pour la santé dus à l'exposition à des CEM évoluent et/ou que la sensibilité du public à ce type de risques augmente, ce qui pourrait exposer le groupe EDF à des risques de contentieux ou conduire à la mise en place d'une réglementation imposant l'adoption de mesures de sécurité plus contraignantes pour l'exploitation ou la construction du réseau de transport et de distribution.

Enfin, plus généralement, le Groupe exploite ou a exploité 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 »), etc.). En particulier, dans certaines installations, des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels que 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 opérateurs, 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, dans le cadre de la norme ISO 14001 (voir section 4.1.2.4 (« Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe »)), toutes les mesures nécessaires à la fois 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 à la fois 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.

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 dans les paragraphes ci-dessus aurait des conséquences graves sur les personnes, les biens et sur la continuité de l'exploitation. 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. En outre, 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.

Par ailleurs, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent potentiellement les mêmes risques.

En outre, les installations exploitées par le Groupe 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 toute forme 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'avèreront pleinement efficaces dans tous les cas, et notamment en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus. 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.

Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir des conséquences similaires à celles de l'un des accidents décrits ci-dessus : (i) dommages aux personnes et aux biens, (ii) responsabilité du Groupe

recherchée sur le fondement de mesures jugées insuffisantes, (iii) interruption de l'exploitation.

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.

**Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont le niveau pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe.**

En France, une partie importante des revenus d'EDF dépend de tarifs réglementés fixés par arrêté conjoint du Ministre chargé de l'Économie et du Ministre chargé de l'Énergie, sur proposition ou après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE ») (tarif intégré et TURPE - voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») »)). Ce mode de fixation des tarifs avec intervention des autorités de régulation se retrouve dans d'autres pays où le Groupe est présent, notamment le Royaume-Uni, l'Allemagne, la Chine, la Hongrie et la Slovaquie.

Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire bloquer les hausses de tarif, à qualité de service équivalente. Ces mêmes autorités peuvent également modifier les conditions d'accès à ces tarifs régulés (pour la France, voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») relative à la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie).

Même si les tarifs réglementés peuvent évoluer de manière favorable pour le Groupe, celui-ci ne peut garantir que les tarifs réglementés seront toujours fixés à un niveau qui lui permette d'améliorer ou de conserver ses marges et ses taux de retour sur investissements, ou à un niveau compatible avec une ouverture effective et totale des marchés. Cela pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

Par ailleurs, en France, les dispositions de la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie ont prévu notamment la mise en place pendant une période de deux ans, d'un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (« TaRTAM ») pour les clients finals qui en ont fait la demande écrite auprès de leur fournisseur avant le 1er juillet 2007. En vertu de l'arrêté du 3 janvier 2007, le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 10 %, 20 % ou 23 % suivant les caractéristiques du consommateur final choisissant de bénéficier de ce tarif. La Loi n° 2008-776 du 4 août 2008 dite de modernisation de l'économie prévoit la prolongation de ce dispositif d'une année supplémentaire, soit jusqu'au 30 juin 2010. Les clients profitant actuellement du TaRTAM peuvent continuer à en bénéficier de plein droit jusqu'à cette date, tandis que les clients qui ne l'avaient pas encore fait peuvent en demander l'application. De plus, toujours en France, la Loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés de l'électricité et du gaz permet aux clients particuliers qui auront choisi une offre de marché pour leur logement de revenir aux tarifs régulés de l'électricité pour ce même logement, au plus tôt six mois après avoir fait valoir leur éligibilité, et sous réserve d'en avoir fait la demande avant le 1er juillet 2010. Cette Loi a étendu aux consommateurs professionnels (avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA) le droit au retour au tarif régulé en cas de déménagement, pour l'électricité uniquement. EDF ne peut ni garantir que les dispositions légales et réglementaires relatives à l'application de ces dispositions permettant un retour à un tarif réglementé ne se prolongeront pas de nouveau, ni qu'il n'y aura pas d'autres dispositifs tarifaires mis en place à leur échéance. EDF ne peut pas non plus ni garantir que ces dispositions n'auront pas un impact négatif significatif sur les activités et les résultats financiers du Groupe, ni que cet impact ne sera pas supérieur, pour ce qui concerne le TaRTAM, à celui que le Groupe est actuellement en mesure d'évaluer, ni que les hypothèses retenues par le Groupe pour les besoins de cette estimation n'évolueront pas dans un sens augmentant de manière significative l'impact négatif de l'application de ce tarif sur les activités et les résultats financiers du Groupe.

À l'automne 2008, le gouvernement a mis en place une Commission, présidée par Monsieur Champsaur, président de l'ARCEP et composée de parlementaires et d'experts, chargée de réfléchir à l'évolution des tarifs réglementés.

**EDF est chargé de certaines obligations, notamment de service public, rémunérées par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus ou qui pourraient être remis en cause.**

Le contrat de service public conclu entre l'État et EDF le 24 octobre 2005 précise les missions de service public devant être assurées par EDF 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 6.4.3.4 (« Service public en France »)).

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 ces missions de service public et la mise en place des tarifs réglementés permettront une compensation intégrale des surcoûts encourus par le Groupe en raison de la prise en charge de ces missions et/ou de la mise en place de ces tarifs. 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.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe et ses résultats financiers.

**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 ; certaines activités font l'objet d'une fiscalité particulière.**

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe - production, transport, distribution - requièrent de nombreuses autorisations administratives, tant au niveau 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. Le groupe EDF 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 les coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation). 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 investi 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 ou son développement.

Certaines activités du Groupe, par exemple la production nucléaire, thermique et hydraulique en France, sont soumises à une fiscalité particulière, qui pourrait s'alourdir. Cela aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

**Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport ou de distribution 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 droit public.

Ainsi, en France, ERDF n'est pas propriétaire de l'ensemble des actifs des réseaux de distribution : elle les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 6.2.2.2.3 (« Concessions »)). Il résulte de la Loi du 8 avril 1946 et de la Loi du 10 février 2000 que seule. EDF peut être désigné comme gestionnaire de leur réseau de distribution par les collectivités locales, à l'exception des réseaux exploités sous le régime des Entreprises Locales de Distribution (ELD). Ainsi, lors du renouvellement du contrat de concession, ERDF ne peut pas être mise 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, ou ne seront pas remises en cause par la Cour de justice des Communautés européennes ou considérées comme contraires au droit communautaire. Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe (voir section 6.2.2.2.3. (« Concessions »), notamment en ce qui concerne le contrat de concession conclu avec la ville de Paris, qui expire au 31 décembre 2009).

En France, RTE-EDF Transport 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 section 6.2.2.1 (« Transport – RTE-EDF Transport ») et section 6.5.2.2 (« Législation française »)).

Les ouvrages de production hydraulique de 4,5 MW et plus sont également exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État. Le renouvellement de chacune de ces concessions doit dorénavant faire l'objet d'une mise en concurrence (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). En outre, la Loi sur l'eau votée le 30 décembre 2006 a supprimé le droit de préférence au renouvellement du concessionnaire sortant et le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008, dont l'application n'est pas effective à la date de dépôt du présent Document de Référence, précise les conditions de renouvellement de ces concessions. Le groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement. Dans l'hypothèse où une concession ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état actuel de la réglementation, d'aucune indemnisation. La Loi de finances rectificative pour 2006 prévoit néanmoins le remboursement sous conditions des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux permettant d'augmenter les capacités de production. Le groupe EDF ne peut pas non plus garantir que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. De tels événements pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe exerce ses activités également dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent (notamment Royaume-Uni, Allemagne, Italie).

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 ses résultats financiers.

**Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière 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 — production, transport et distribution d'énergies — 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, et des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

En France, la Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)), telle que complétée par les dispositions réglementaires en vigueur, prévoit certaines dispositions en matière d'économies d'énergie. L'objectif visé est de diminuer de 2 % par an en moyenne d'ici 2015 l'intensité énergétique finale, c'est-à-dire le rapport entre la consommation d'énergie et le PIB. C'est dans ce cadre que le gouvernement a, pour la période 2006-2009, fixé aux fournisseurs d'énergie des objectifs d'économies d'énergie. Pour répondre à cet objectif, EDF a choisi de mettre en place un programme d'actions d'efficacité énergétique couvrant l'ensemble de ses marchés avec pour objectif de lui permettre de satisfaire à ses obligations légales et réglementaires, notamment en matière de CEE (certificats d'économie d'énergie). EDF ne peut cependant garantir que les actions menées par le Groupe en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie seront suffisantes pour atteindre les objectifs fixés par les pouvoirs publics. La période 2006-2009 arrivant à son terme, les autorités publiques vont fixer de nouveaux objectifs pour la prochaine période de trois ans. Ces nouveaux objectifs pourraient être plus exigeants étant donné les orientations prises par le gouvernement dans le cadre du « Grenelle Environnement ». Cela pourrait avoir un impact financier négatif pour le Groupe.

De nouvelles réglementations européennes relatives à la qualité de l'air (directive « Plafonds d'Emissions » (NEC), pour une application en 2020) et aux rejets des grandes installations de combustion (directive « *IPPC – Integrated Pollution Prevention and Control* », pour une application en 2016) sont en préparation. De nouveaux plafonds très contraignants devraient ainsi être introduits pour certains polluants ($NO_X$, $SO_2$, poussières, etc.), correspondant aux niveaux de performances environnementales des BAT (« Best Available Technologies ») ; la flexibilité nationale pour déroger aux BAT qui existe dans la directive actuelle IPPC n'existe qu'à titre très exceptionnel dans la directive IPPC révisée. Ces révisions conduiront très vraisemblablement à des contraintes environnementales supplémentaires, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur la disponibilité, la compétitivité, le renouvellement ou le développement du parc de production thermique du Groupe.

Des investissements importants pourraient en outre être nécessaires pour le Groupe afin de se conformer à la mise en œuvre et aux évolutions de la directive européenne du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas de gaz à effet de serre (« GES »). Cette directive vise les quotas $CO_2$ alloués gratuitement dans la plupart des États membres. Pour la période 2008-2012, les Plans Nationaux d'Allocation des Quotas (PNAQ2) sont, dans l'ensemble, plus contraignants que lors de la précédente période. L'éventuel dépassement par le Groupe de la quantité d'émissions de $CO_2$ couvertes par des quotas d'émissions de $CO_2$ alloués et la nécessité par conséquent d'acheter les quotas manquants pourraient entraîner des dépenses supplémentaires importantes, par rapport à celles prévues par le Groupe. Le PNAQ2 adopté par la France, après approbation par la Commission européenne, réduit le volume des quotas alloués de 155,6 Mt à 132,8 Mt par an, et se traduit par une réduction d'environ 25 % des quotas affectés au secteur de l'énergie (comprenant notamment la production d'électricité, le transport du gaz, les raffineries, etc.). De plus, la Loi de finances rectificative pour 2008 prévoit une réduction maximale de 10 % de la quantité de quotas allouée au secteur

électrique en 2009, 20 % en 2010, 35 % en 2011 et 60 % en 2012. Par ailleurs, les évolutions attendues de la directive GES visent à élargir son champ d'application à l'ensemble des GES visés par le protocole de Kyoto ($CH_4$, $N_2O$, HFC, PFC, $SF_6$) et à d'autres secteurs d'activité, ainsi qu'à renforcer les contraintes en termes de réduction des émissions de GES à partir de 2013. Enfin, l'ambition affichée par les institutions européennes est d'harmoniser à terme les règles pour l'allocation de quotas d'émission de $CO_2$, comme le passage progressif de l'allocation gratuite des quotas à leur mise aux enchères. Ces évolutions envisagées de la directive GES devraient entraîner des dépenses croissantes pour le Groupe.

Par ailleurs, la Commission européenne a publié une proposition de directive pour la promotion des énergies renouvelables sur laquelle un accord politique est intervenu en décembre 2008, et qui fixe comme objectif d'augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale de 8,5 % en 2005 à 20 % en 2020. L'effort serait réparti entre les États membres qui se verraient fixer un objectif obligatoire pour 2020 ainsi que des objectifs intermédiaires (voir section 6.5.4.5.1.1 (« Le « Paquet Énergie  et changement climatique » »)). Cette nouvelle directive pourrait amener les États membres à adopter des textes de transposition faisant peser des obligations supplémentaires sur les producteurs d'électricité pour faciliter le développement de ces énergies, entraînant ainsi des surcoûts pour les entreprises concernées.

En outre, la Loi sur l'eau et les milieux aquatiques, publiée le 30 décembre 2006, et les décrets d'application en vigueur et à venir, impactent notamment la fiscalité (augmentation des redevances à payer aux agences de l'eau) et les conditions d'exploitation des installations d'EDF en raison de l'augmentation des débits réservés — débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique — pouvant conduire à la baisse de la production hydroélectrique (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

La Loi n° 2008-757 du 1er août 2008, relative à la responsabilité environnementale, assure la transposition en France de la directive 2004/35/CE du 21 avril 2004. Les règles nouvelles ont pour objet de favoriser la prévention et la réparation des dommages environnementaux affectant les eaux, les sols et la biodiversité. La Loi dispose que pour un certain nombre d'activités présentant des risques particuliers, il sera obligatoire de prendre des mesures préventives. La liste de ces activités devra être précisée par décret. En outre, en cas de « graves dommages » (notion devant être précisée par décret d'application), l'exploitant responsable sera dans l'obligation de prendre des mesures de réparation permettant un retour à l'état antérieur du milieu naturel. Ce nouveau régime est susceptible de s'appliquer aux principales installations du Groupe, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers. Pour couvrir ce nouveau risque, EDF Assurances a souscrit une police d'assurance avec effet au 1er juillet 2008. Les règles nouvelles ne modifient pas le régime de la responsabilité à l'égard des tiers qui continue à s'appliquer par ailleurs.

Enfin, le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (« PCB ») et polychloroterphényles (« PCT ») dans différents pays où il exerce ses activités (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)). En Europe, notamment, la réglementation prévoit le traitement de tous les appareils pollués avant le 31 décembre 2010. Un non-respect de cette échéance pourrait exposer le Groupe à des contentieux significatifs.

D'autres réglementations actuelles et futures, dans le domaine de l'environnement et de la santé, et concernant les activités du Groupe ou ses actifs, pourraient également avoir un impact financier significatif pour le Groupe.

La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables. La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée aussi en réparation de 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.

Les règles actuelles et leurs évolutions à venir ont eu et devraient avoir pour résultat d'accroître le niveau des charges d'exploitation et d'investissements nécessaires pour respecter ces règles. 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 envisagées aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

En outre, 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 extra-financière et de l'image du Groupe.

**Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par l'insuffisance des interconnexions entre réseaux de transport aux frontières.**

Ainsi que cela est indiqué à la section 6.3.1 (« Europe »), le développement d'un marché européen intégré de l'électricité souffre de l'insuffisance des interconnexions aux frontières. Cette situation a pour effet de limiter la capacité d'échange entre acteurs de pays différents, notamment la capacité d'adapter rapidement l'offre à la demande (risque de *black-out*), et laisse subsister entre les différents pays des différences de prix qui n'existeraient pas dans un marché européen intégré efficient. Elle contribue à freiner l'émergence d'acteurs de taille européenne efficients car elle limite les possibilités de synergies entre les sociétés d'un même groupe situées de part et d'autre d'une frontière.

S'il existe actuellement plusieurs projets de développement d'interconnexions, leur construction est toutefois ralentie notamment par des considérations environnementales, financières, réglementaires et d'acceptabilité locale.

Ainsi, l'absence d'interconnexions suffisantes entre les pays où le Groupe est implanté ou leur développement trop lent pourraient limiter les synergies industrielles que le Groupe a pour objectif de réaliser entre ses différentes entités ou provoquer des coupures sur le réseau dans les pays où le Groupe est implanté, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats, ses activités et ses perspectives.

**Des coupures de courant répétées et/ou d'ampleur significative du système électrique en France ou sur un territoire desservi par une filiale du Groupe, pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, les résultats et l'image du Groupe.**

Le Groupe pourrait être à l'origine de coupures de courant répétées, voire d'un *black-out* d'ampleur significative (tel que celui survenu le 4 novembre 2006 en Europe) ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causés se produisait sur un autre réseau ou était imputable à un autre acteur.

Les causes des coupures de courant sont diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation, ruptures en cascade (plus difficiles à circonscrire dans un marché d'échanges frontaliers), problèmes d'interconnexion aux frontières, investissements insuffisants, difficulté à coordonner les acteurs dans un marché libéralisé.

De telles ruptures d'alimentation auraient en premier lieu un impact sur le chiffre d'affaires du Groupe. Elles pourraient également avoir pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension du réseau et entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. 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.

**Des catastrophes naturelles, des variations climatiques significatives, ou tout événement important dont l'ampleur est difficilement prévisible, pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe.**

En France, les tempêtes de décembre 1999, la canicule de l'été 2003 et, plus récemment, la tempête Klaus qui a traversé le sud-ouest de la France le 24 janvier 2009, ont entraîné des dépenses supplémentaires pour le groupe EDF. Outre ces événements, d'autres catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), d'autres 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 de chacun de ces événements, met en œuvre les mesures qui ont pour objectif de permettre d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire. Ainsi, à la suite des tempêtes de décembre 1999, le Groupe a engagé un programme de sécurisation de ses réseaux de transport et de distribution. Celui-ci pourrait être adapté en fonction du retour d'expérience engagé au 1er trimestre 2009, à la suite de la tempête du 24 janvier 2009. En réponse à la canicule de l'été 2003, EDF a élaboré un plan « Aléas climatiques » de façon à mieux anticiper et prévenir les conséquences de telles situations (tel que cela fut le cas pour la canicule de l'été 2006). Les mesures prises peuvent également être coûteuses au-delà des frais de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

Les réseaux de distribution aériens du Groupe, y compris ceux de RTE-EDF Transport, ne bénéficient d'aucune couverture « dommages aux biens ». Le programme de couverture spécifique de son réseau de distribution aérien contre le risque tempêtes, mis en place par le Groupe après la tempête de Décembre 1999 (voir section 4.1.3.3.3 (« Couvertures tempêtes »)) a expiré en décembre 2008. Par conséquent, le Groupe envisage actuellement des mécanismes de couverture alternatifs. En raison de l'absence de couverture, des dommages à ces réseaux aériens pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

Enfin, dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré, et testé, en 2006 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. En novembre 2008, ce plan a fait l'objet d'un deuxième exercice de crise avec la participation notamment de la Division Asie Pacifique d'EDF et d'EDF Energy.

Le Groupe ne peut toutefois 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 des conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

**Risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité.**

La consommation d'électricité a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, 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 : par exemple, une faible hydraulicité ou de fortes chaleurs contraignant la production du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages.

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande en électricité et peuvent être affectés négativement par des variations climatiques significatives car le Groupe pourrait alors 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.

**Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture.**

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 offerts par le Groupe, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, les résultats et les perspectives du Groupe, ainsi que sur la mise en œuvre de sa stratégie de développement.

Le Groupe ne peut pas garantir que la crise financière mondiale qui a commencé en automne 2008 ou que les effets d'un ralentissement économique en 2009 et au-delà, dans les zones géographiques où il opère, notamment en France, n'auront pas un impact négatif significatif sur ses activités, son résultat d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

**Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes.**

Les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix technologiques qui pourraient être concurrencés par d'autres technologies qui s'avèreraient plus efficaces, plus rentables ou encore plus sûres que celles utilisées par le Groupe. L'utilisation de telles technologies par les concurrents du Groupe pourrait avoir pour effet de diminuer ou éliminer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose au travers de certaines de ses technologies, et donc avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

**La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail ne peut être exclue.**

Bien que le Groupe mette tout en œuvre 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, par principe, 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 peuvent s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection »).

Concernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux, d'information et de protection décrites à la section 17.7 (« Santé et sécurité – Qualité de vie au travail »). Pour une description des procédures en cours, voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et d'arbitrages »).

**Le Groupe est exposé aux risques des marchés de gros de l'énergie et des permis d'émission de $CO_2$.**

Le Groupe opère sur les marchés dérégulés de l'énergie (principalement en Europe) à travers ses activités de production, de commercialisation et de distribution. A 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 permis d'émissions de $CO_2$. Ces fluctuations ont été particulièrement importantes dans le contexte actuel de tensions majeures et de volatilité sur les marchés de l'énergie.

Le Groupe gère son exposition aux risques à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros et via des contrats long terme. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement. Ainsi, le manque de produits ou de profondeur 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. Ces fluctuations peuvent avoir un impact défavorable important.

La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique « risques marchés énergies » déployée par le Groupe (voir section 4.1.1.2 (« Gestion et 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 négociées sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale notamment contre les fluctuations importantes des cours, qui pourraient avoir un impact négatif significatif sur ses résultats financiers.

**Le Groupe est exposé aux variations de prix et de disponibilité des matériels ou des prestations (hors combustibles) 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 se renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques. Cette hausse pourrait en outre entraîner une diminution de l'offre, si certains fournisseurs étaient, de ce fait, obligés de réduire leur marge. 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, les turbines éoliennes et les prestations et matériels dans le secteur nucléaire.

**Le Groupe est exposé à des risques financiers.**

De par ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques financiers :

- risque de liquidité ; le risque de liquidité a été particulièrement accentué dans le contexte actuel de tensions majeures affectant les marchés ; par ailleurs, conformément à la pratique sur les marchés énergétiques et financiers un mécanisme d'appels de marge a été mis en place par quelques entités du Groupe afin de réduire voire, dans la mesure du possible, éliminer le risque de contrepartie. Ce dispositif pourrait amener le Groupe à devoir mobiliser des liquidités du fait de la forte volatilité actuelle sur les marchés financiers et énergies.
- risque de change lié à la détention de filiales opérant dans des devises autres que l'euro ou aux approvisionnements en devises notamment de combustibles et de matériels ;
- risque sur actions, notamment lié aux titres détenus dans le cadre de la gestion des actifs constitués pour couvrir les engagements à long terme du Groupe dans le cadre de son activité nucléaire et ses engagements en matière de retraites et autres avantages du personnel et, dans une moindre mesure, aux titres détenus dans le cadre de ses activités de gestion de trésorerie. La crise financière de 2008 a conduit à une baisse considérable des valeurs actions et à une plus grande volatilité des marchés boursiers (concernant la décision d'EDF de suspendre les allocations aux portefeuilles d'actifs dédiés, voir le facteur de risque ci-dessous intitulé « *Les actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts des engagements de long terme du Groupe dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourraient s'avérer insuffisants* ») ;
- risque de taux d'intérêt lié aux activités de financement et de gestion de trésorerie du Groupe et à la valeur des actifs et passifs financiers du Groupe ; le risque de taux d'intérêt est lié en particulier aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et ses engagements en matière de retraite et autres avantages du personnel;
- risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles ; les procédures de surveillance et de suivi appliquées au sein du Groupe dans le cadre de son exposition au risque de contrepartie ont été renforcées en 2008 suite notamment, à la faillite de la banque américaine Lehman Brothers, laquelle n'a toutefois eu qu'un impact limité sur le Groupe.

L'organisation et les principes de gestion de ces risques sont décrits à la section 4.1.1.3 (« Gestion et contrôle des risques marchés financiers ») et les mesures de ces risques sont exposées à la section 9.10.1 (« 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 d'actions comme celles enregistrées en 2008.

## 4.2.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial. L'électricité nucléaire représente plus de 80 % de sa production en France. EDF a acquis début 2009 des actifs nucléaires au Royaume-Uni, et exploite au travers d'EnBW des centrales nucléaires en Allemagne : la part du nucléaire dans le mix électrique du groupe EDF représente ainsi un atout compétitif important. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire est susceptible d'avoir des conséquences sur l'image, les activités, la productivité, la situation financière et les résultats du Groupe, comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie.

**En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques substantiels de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.**

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant à des standards élevés pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par leur 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 de dysfonctionnements dans l'entreposage, la manutention, le transport, le traitement et le conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels événements pourraient avoir des conséquences graves, notamment en cas de contaminations radioactives et d'irradiations de l'environnement, des personnes travaillant pour le Groupe et de la population, 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 applicable aux exploitants

européens d'installations nucléaires, et les assurances associées, sont décrits aux sections 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») et 4.1.3.4.1 (« Responsabilité civile »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. En cas d'événement causant un dommage, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays où se produirait l'évènement, indépendamment de la cause de l'évènement causant un 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, actuellement en cours de ratification, prévoient un relèvement de ces plafonds. Le Groupe ne peut pas garantir également que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou que leur coût ne deviendra pas plus élevé qu'il ne l'est aujourd'hui, ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances.

Enfin, les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par un programme d'assurance (voir section 4.1.3.4.2 (« Assurances 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, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

**Un accident nucléaire grave intervenant sur une installation n'appartenant pas au Groupe pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.**

Quelles que soient les précautions prises à la conception ou à l'exploitation, un accident grave est toujours possible sur une installation nucléaire n'appartenant pas au Groupe et 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, ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire (et donc suspendre ou annuler tout projet en cours de développement de centrales nucléaires), ou encore les conduisant à ne plus autoriser temporairement ou définitivement l'exploitation d'une ou plusieurs installations nucléaires. 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 significatif 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 contraignantes, qui pourraient se durcir.**

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations détaillées et contraignantes, avec, notamment en France, un régime de surveillance et de réexamen périodique des autorisations d'exploitation, qui relèvent au premier chef de la sûreté nucléaire, de la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi de considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir description du « paquet nucléaire » et de la Loi sur la transparence et la sécurité en matière nucléaire à la section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

Par ailleurs, un durcissement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires.

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.

**Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre restreint d'acteurs.**

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre restreint 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 ;
- 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.

Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe.

**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, EDF s'approvisionne en uranium, 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 4.3 (« Facteurs de dépendance ») et 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les 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, accroissement de la demande dans un contexte de développement du nucléaire dans le monde, ou tension sur l'offre, par exemple liée à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium).

Au Royaume-Uni, British Energy met en œuvre une politique de sécurisation des approvisionnements en combustibles nucléaires, aux termes de laquelle une quantité minimum de combustible nécessaire au fonctionnement des centrales pendant 2 ans doit être à tout moment disponible.

Plus globalement, le Groupe ne peut garantir que ses contrats d'approvisionnement, bien qu'intégrant la politique de diversification et les mécanismes de protection décrits ci-dessus, permettront 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 long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix aussi favorables. Nonobstant la part modérée des coûts d'approvisionnement en uranium dans les coûts de production du nucléaire et le délai de plusieurs années entre l'achat de l'uranium et son utilisation en centrale, des variations brutales et importantes du prix de l'uranium pourraient avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

**Risques liés au transport du combustible nucléaire.**

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 se trouver 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 les résultats financiers du Groupe.

**Le parc nucléaire exploité par le Groupe pourrait nécessiter des réparations ou modifications lourdes et/ou coûteuses**

Le parc de centrales nucléaires actuellement exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Ceci représente pour le Groupe un avantage : cela lui permet de réaliser des économies d'échelle dans l'achat des équipements et l'ingénierie, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes, d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres.

Cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales. Le Groupe traite actuellement certains problèmes techniques affectant son parc de centrales nucléaires, qui ont eu un effet sur le coefficient de disponibilité (Kd) en 2007 et 2008 (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Les performances d'exploitation du parc nucléaire»)). Le Groupe ne peut pas garantir qu'il ne sera pas à nouveau confronté à d'autres réparations ou modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une partie du parc, ni même qu'il survienne 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.

Le Groupe exploite également des centrales nucléaires ailleurs en Europe (notamment au Royaume-Uni et en Allemagne). Il peut également être confronté à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des évènements pouvant avoir des impacts sur leur fonctionnement et leur production ou leur disponibilité.

Il ne peut être exclu également que, malgré la maintenance effectuée sur ses centrales par le Groupe, celles-ci ne puissent fonctionner à leur pleine puissance, compte tenu notamment du vieillissement de certains matériels.

De tels événements auraient un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

**Le Groupe pourrait ne pas réussir à exploiter ses centrales nucléaires sur une durée d'exploitation au moins égale à celle retenue pour le calcul notamment des dotations aux amortissements et provisions.**

En France, EDF estime qu'une durée d'exploitation de 40 ans est aujourd'hui acquise d'un point de vue technique grâce aux actions et moyens mis en œuvre pour atteindre cet objectif. EDF poursuit une politique de Recherche & Développement soutenue portant sur les comportements à long terme des matériaux. Par ailleurs, la politique de maintenance et d'investissements s'adapte pour mieux prendre en compte le risque et la connaissance des phénomènes de vieillissement. Le Groupe estime qu'une exploitation sur une durée plus longue est même envisageable, à la lumière des prolongations de durée d'exploitation d'ores et déjà accordées par les autorités compétentes aux États-Unis qui concernent des centrales nucléaires utilisant une technologie similaire (PWR).

Toutefois, l'exploitation par EDF des tranches nucléaires sur une durée de 40 ans reste soumise à l'accord des autorités de sûreté, en particulier lors des examens approfondis de sûreté de périodicité décennale. En 2009, les deux premières installations du Groupe à atteindre l'âge de 30 ans (Tricastin 1 et Fessenheim 1) subiront leurs troisièmes visites décennales. C'est à l'occasion de ces visites que les autorisations pour une exploitation sur une durée de 40 ans seront demandées. Bien que les référentiels de sûreté correspondant aient déjà été analysés par l'Autorité de Sûreté Nucléaire, le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Une exploitation sur 40 ans est néanmoins l'hypothèse retenue par le Groupe pour le calcul des incidences comptables liées à la durée d'exploitation du parc nucléaire en France (dotations aux amortissements pour actifs immobilisés, provisions, etc.). Si les autorités de sûreté optaient pour une fermeture de certaines tranches ou centrales avant 40 ans, cela rendrait nécessaire le remplacement plus rapide des capacités de production correspondantes par des investissements supplémentaires ou le recours à des achats d'électricité sur le marché. Il conviendrait de plus de revoir le plan d'amortissement et de provisionnement pour réévaluer la durée d'exploitation résiduelle des centrales concernées. Cela aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

En outre, 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 d'exploitation de son parc nucléaire en France au-delà de 40 ans et a l'intention de soumettre à l'Autorité de Sûreté Nucléaire le contenu d'un référentiel de sûreté pour l'exploitation du parc nucléaire au-delà de 40 ans. Si l'Autorité de Sûreté Nucléaire devait accorder son autorisation, le référentiel serait mis en œuvre au cours de la quatrième inspection décennale du palier 900 MW (ces inspections devant débuter en 2019) et des troisième et quatrième inspections décennales du palier 1 300 MW (la troisième série d'inspections devant débuter en 2015 et la quatrième série en 2025). Le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra de telles extensions ou que ces extensions ne seront obtenues que sous certaines conditions, ce qui aurait un impact négatif sur la capacité du Groupe à réaliser sa stratégie d'investissement.

Au Royaume-Uni, la durée actuelle d'exploitation des centrales du parc nucléaire existant de British Energy varie entre 30 et 40 ans, en fonction de la centrale (voir section 6.3.1.1.3.2 (« Activités de British Energy » – « Durée d'exploitation des centrales »)). La durée d'exploitation potentielle de chacune des centrales est déterminée principalement par les conditions de mise en œuvre techniques et économiques de l'application d'un référentiel de sécurité convenu avec les autorités de sûreté, conformément aux termes de la licence du site nucléaire. Toute décision de British Energy de rallonger la durée d'exploitation d'une centrale électrique au-delà de la date de fermeture prévue serait fondée, en grande partie, sur une combinaison de facteurs économiques et d'études d'ingénierie portant sur les questions de technique et de sécurité.

L'adéquation du référentiel de sécurité pour chaque centrale fait l'objet d'une confirmation à chaque arrêt programmé, pour la période suivant cet arrêt. Cette confirmation est obtenue après que soient mises en oeuvre les mesures appropriées en terme d'inspections, de tests, d'opérations de maintenance et de vérifications des performances opérationnelles. Les résultats sont alors adressés à la *Nuclear Installations Inspectorate* (NII) qui doit donner formellement son accord afin que les centrales concernées puissent être redémarrées. Sous ce régime, les centrales concernées ne peuvent fonctionner après un redémarrage que pendant la période déterminée par le nouveau référen-

tiel de sécurité. Cette période est normalement de 3 ans pour les centrales de type RAG (Réacteurs Avancés refroidis au Gaz) et de 2 ans pour la centrale de type REP (Réacteurs à Eau Préssurisée). De plus, un examen périodique de sûreté est requis tous les dix ans pour chaque centrale.

En outre, étant donné que certains coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* et/ou le gouvernement britannique en vertu des accords conclus en 2005 dans le cadre de la restructuration de British Energy (voir section 6.3.1.1.3.2 « Activités de British Energy » – « Accords de Restructuration - Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales »), l'extension de la durée actuelle d'exploitation des centrales serait soumise à l'approbation de la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) dans la mesure où une telle extension aboutirait à une augmentation de ces coûts. La NDA ne peut refuser son accord s'il peut être démontré que les avantages économiques résultant d'une telle extension pour le *Nuclear Liabilities Fund* et pour le Secrétariat d'État concerné, sont raisonnablement susceptibles d'être supérieurs aux coûts supplémentaires.

Le Groupe ne peut garantir que British Energy obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs

Les durées actuelles d'exploitation ont néanmoins été retenues comme hypothèses par British Energy pour le calcul des incidences comptables (dotations aux amortissements pour actifs immobilisés, provisions, etc.) liées à la durée d'exploitation du parc nucléaire au Royaume Uni (voir section 6.3.1.1.3.2 « Activités de British Energy » – « Durée d'exploitation des centrales »). Si les autorités de sûreté optaient pour une fermeture de certaines centrales avant la fin de la durée comptable d'exploitation des centrales, cela rendrait nécessaire le remplacement plus rapide des capacités de production correspondantes par des investissements supplémentaires ou le recours à des achats d'électricité sur le marché. Il serait également nécessaire de revoir le plan d'amortissement pour réévaluer la durée d'exploitation résiduelle des centrales concernées. Cela aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

En outre, afin de continuer à bénéficier des flux de trésorerie provenant de son parc existant, British Energy a cherché à étendre la durée d'exploitation de son parc nucléaire au-delà de la période prévue et a déjà annoncé et pris en compte l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales allant de 5 à 15 ans (selon la centrale) (voir section 6.3.1.1.3.2 (« Activités de British Energy » — « Durée d'exploitation des centrales »)). Le Groupe ne peut pas garantir que les facteurs techniques et économiques permettront d'atteindre de telles durées d'exploitation dans le futur.

**La construction de l'EPR à Flamanville pourrait rencontrer des difficultés ou ne pas aboutir.**

Le Groupe a engagé la réalisation de l'*European Pressurized water Reactor* (« EPR ») à Flamanville (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc 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.

Toutefois :

- le Groupe pourrait ne pas obtenir, ou voir remises en cause par des décisions judiciaires, les autorisations nécessaires à l'achèvement de la construction, à la mise en service et à l'exploitation de l'EPR de Flamanville ;
- s'agissant d'un réacteur « tête de série », des difficultés techniques ou autres pourraient survenir lors de son développement, sa construction et le début de son exploitation. Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction de l'EPR de Flamanville et sa mise en service ou affecter ses performances ;
- le coût global de construction et le coût complet de production du réacteur EPR pourraient être supérieurs aux estimations d'EDF, notamment du fait de l'augmentation du prix des matières premières, de l'évolution des taux de change, de l'effet des indices de prix prévus dans les contrats, des évolutions techniques et réglementaires et des ajustements de provisions pour risques (pour une description de l'augmentation du coût estimé de l'EPR de Flamanville annoncée par le Groupe en décembre 2008, voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire » – « B. *L'European Pressurized water Reactor* (« EPR ») et les enjeux associés »)).

Le programme EPR pour le renouvellement du parc de production est stratégique pour l'avenir du Groupe. Tout évènement entraînant un retard ou un blocage de ce programme ou affectant la construction de la « tête de série » EPR ou des tranches suivantes aurait donc un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

**Le Groupe reste responsable de la plupart des déchets radioactifs issus de ses centrales nucléaires, et notamment des déchets à haute activité et à vie longue issus des combustibles usés.**

Le cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »). En France, ainsi qu'il est indiqué dans ce paragraphe, en tant qu'exploitant et producteur des déchets, 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 conformément aux orientations définies par les pouvoirs publics et sous leur contrôle.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur au sens de la législation applicable sur les 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'ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers. Dans le cas où le Groupe serait reconnu responsable pour des dommages causés aux tiers et/ou à l'environnement, 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 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre de la Loi dite Bataille et de l'adoption de la Loi n° 2006-739 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs le 28 juin 2006 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)). Le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue constituera des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article 6 de la Loi n° 2006-739, et que ces déchets pourront en conséquence être directement stockés en couche géologique profonde. Le Groupe ne peut pas non plus garantir dans quel délai les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs publics, ce qui continuerait à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, de la responsabilité et des coûts qui en résultent pour EDF.

Au Royaume-Uni, British Energy a conclu un contrat avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA), pour la gestion des déchets radioactifs provenant de l'exploitation, à compter du 15 janvier 2005, des centrales de type « RAG » (Réacteurs Avancés refroidis au Gaz : Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hunterston B, Hinkley Point B et Torness) et ne supporte aucune responsabilité quant à ces déchets après leur transfert sur un site de traitement à Sellafield. En outre, en vertu des accords de restructuration de British Energy, les coûts liés à la gestion du combustible usé provenant de la centrale de Sizewell seront supportés par le *Nuclear liabilities*

*Fund* et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir section 6.3.1.1.3.2 « Activités de British Energy » — « Accords de Restructuration – Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales »).

Au titre du « *Historic Liabilities Funding Agreement* » qui a été signé dans le cadre des accords de restructuration de British Energy (voir section 6.3.1.1.3.2 « Activités de British Energy » — « Accords de Restructuration – Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales »), les coûts liés à la gestion des déchets radioactifs provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005, seront supportés par le gouvernement britannique, dans la limite d'un montant maximum de 2,185 milliards de livres sterling. Il ne peut pas être garanti que cette somme sera suffisante pour le financement de la gestion tous les déchets provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005. En outre, British Energy conserve la responsabilité technique et juridique (en vertu du *Nuclear Site Licence* et du *Radioactive Substances Act*) pour la gestion, le stockage et l'élimination des déchets provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005, des déchets opérationnels et de déconstruction de niveau intermédiaire et faible et des déchets provenant de la centrale de Sizewell, de même que la responsabilité financière résultant de la gestion des déchets de niveau faible.

Plus globalement, 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, notamment, au Royaume-Uni, en ce qui concerne la gestion des déchets radioactifs pour lesquels British Energy demeure responsable.

La survenance de l'un de ces évènements aurait un impact négatif sur les résultats financiers et 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 pourraient s'avérer insuffisantes.**

EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 32.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord signé avec Areva en décembre 2008 qui couvre la période 2008-2012. Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période postérieure à 2012 pourrait s'avérer insuffisant si les conditions du renouvellement de ce contrat pour cette période se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

EDF a 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 nucléaires (voir note 32.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008 et section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »)). Si la Loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs conforte, sans exclure d'autres axes de recherches complémentaires, que les « déchets radioactifs ultimes » doivent faire l'objet d'un stockage en couche géologique profonde, le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue sera considéré comme tel, ni dans quel délai ce type de stockage, s'il était retenu, pourrait être effectué. En conséquence, le coût final de la gestion à long terme de déchets du Groupe pourrait être supérieur aux provisions constituées dans ses comptes.

EnBW a également constitué des provisions pour couvrir ses engagements de long terme dans le nucléaire.

Le Groupe ne peut garantir que le montant de ces provisions s'avérera suffisant.

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. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

Si tel était le cas, l'insuffisance des provisions relatives aux engagements de long terme du nucléaire pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

**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.**

La déconstruction du parc nucléaire d'EDF et d'EnBW est présentée aux sections 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») et 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité »). 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) et identifié les solutions à développer, le groupe EDF n'a jamais déconstruit de centrales nucléaires similaires à celles actuellement en service. Le Groupe a constitué des provisions pour couvrir ses dépenses de déconstruction et pour derniers cœurs.

EnBW doit également déconstruire ses centrales et a constitué des provisions à cet 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. Compte tenu des éléments de sensibilité évoqués, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés.

Le Groupe ne peut garantir que les provisions ainsi constituées seront suffisantes ce qui dans ce cas aurait un impact négatif sur ses résultats financiers et sa situation financière.

Au Royaume-Uni, en vertu des accords de restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes de British Energy seront supportés par le *Nuclear liabilities Fund* et si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britanique (voir section 6.3.1.1.3.2 (« Activités de British Energy » — « Accords de restructuration — Coût liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales »)).

**Les actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts des engagements de long terme du Groupe dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourraient s'avérer insuffisants.**

La valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés s'élevait, au 31 décembre 2008, à environ 8 658 millions d'euros pour EDF contre 8 604 millions d'euros au 31 décembre 2007 (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires » — « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)). Ces actifs sont constitués progressivement, sur la base de l'estimation des dépenses que le Groupe aura à supporter et de leur échéancier.

EDF avait décidé, en septembre 2005, d'accélérer la constitution des actifs dédiés pour couvrir la totalité de l'assiette à fin 2010. La Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs a conforté cette décision, dans la mesure où celle-ci impose aux opérateurs nucléaires une couverture totale des engagements nucléaires de long terme

(hors cycle d'exploitation) dans un délai de 5 ans après promulgation de la Loi. En outre, chaque opérateur est tenu depuis 2007 de transmettre tous les 3 ans à l'autorité administrative compétente un rapport, devant être actualisé annuellement, portant notamment sur l'évaluation des charges relatives à la déconstruction des centrales nucléaires, les méthodes de calcul desdites provisions et la constitution des actifs dédiés correspondants. Par ailleurs, le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 ont précisé le dispositif de sécurisation du financement des charges nucléaires en établissant une nomenclature de l'ensemble de ces charges, en distinguant celles relevant du cycle d'exploitation, en encadrant leur évaluation ainsi que le taux d'actualisation retenu par les exploitants nucléaires pour le calcul des provisions afférentes. Ces textes fixent par ailleurs des règles d'investissement et de gestion pour les actifs dédiés et organisent le rôle des organes sociaux et de direction ainsi que les dispositifs de contrôle à mettre en place par les exploitants nucléaires (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires » — « Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)).

Les actifs dédiés d'EDF pourraient être jugés insuffisants au regard des textes réglementaires d'application de la Loi du 28 juin 2006 ou par l'autorité administrative et donner lieu à des mesures de régularisation (et notamment une dotation complémentaire aux actifs dédiés). Ces actifs dédiés pourraient aussi, au moment du paiement effectif, s'avérer insuffisants, si les charges réelles étaient sensiblement différentes ou si l'échéancier des dépenses de démantèlement ou de stockage était modifié. Cela aurait un impact négatif significatif sur sa situation financière. 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 communautaires, pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence sur la situation financière d'EDF.

Enfin, ces actifs sont constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires » — « 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 n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 9.10.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ») pour une analyse de sensibilité). La chute des marchés financiers en 2008 a impacté négativement la valeur de ces actifs, et, compte tenu de cette baisse et de la forte volatilité des marchés, il a été décidé en septembre 2008 de suspendre les allocations aux portefeuilles d'actifs dédiés jusqu'à ce que les conditions du marché soient stabilisées. Les allocations futures seront par conséquent ajustées de manière à se conformer à la réglementation actuelle qui impose une couverture totale des engagements par les actifs dédiés d'ici la fin du mois de juin 2011 (au lieu de l'objectif de fin 2010 initialement prévu par le Groupe en septembre 2005).

## 4.2.4 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.**

En ce qui concerne son développement dans la production nucléaire, le Groupe pourrait ne pas réussir 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 (aux États-Unis, au Royaume-Uni, en Chine, etc.). 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 par ailleurs, 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 ou juridiques qui soient satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la rentabilité escomptée au départ. Cela pourrait avoir un impact négatif sur l'image du Groupe et sa situation financière.

**La mise en œuvre de la stratégie gazière du Groupe pourrait se heurter à des difficultés importantes.**

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 gaz et électricité. Par ailleurs, le contexte concurrentiel évolue en France et en Europe, avec l'émergence de nouveaux acteurs, ou les rapprochements d'énergéticiens.

La demande de gaz en Europe est en croissance et les réserves non exploitées de gaz sont importantes dans le monde. Toutefois, les sources d'approvisionnement sont éloignées et les capacités de transport (par gazoduc ou par méthanier), de réception du gaz naturel liquéfié (« GNL ») et de stockage sont encore limitées. 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 (stockage, gazoduc, terminal GNL) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation 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 en mesure, à des conditions financières acceptables, soit d'accéder à ces actifs gaziers, soit de les acquérir ou de participer à leur développement, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées.

Un de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe. Cela aurait un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

En outre, le Groupe entend également développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'éco-efficacité énergétique, pour accroître son chiffre d'affaires par client dans le cadre de l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie en Europe, et pour faire face à ses enjeux en matière d'efficacité énergétique et de développement durable.

Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif, celui de l'efficacité énergétique possède un fort potentiel de développement. Le Groupe ne peut garantir que son offre de services se développera avec succès.

Si le Groupe n'est pas en mesure de mettre en œuvre sa politique de développement dans ce domaine, cela pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats financiers et ses perspectives.

Le Groupe entend par ailleurs poursuivre son développement dans le métier de l'électricité en France et à l'étranger, conformément à son projet industriel, 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 renouvelables ou dans d'autres modes de production : le nucléaire, l'hydraulique, le charbon, les centrales à cycle combiné à gaz, etc.). Il 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 renforcer sa flexibilité financière »), et de cessions.

Plus généralement, le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte réglementaire, économique et concurrentiel rendant inadéquats les choix retenus, rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie. Le Groupe pourrait être amené à acquérir ou développer des actifs qui s'avéreraient finalement ne pas générer la rentabilité qu'il escomptait au départ. Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les prises de participations, acquisitions et 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 hors de France. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

**Risques liés à l'acquisition de British Energy.**

Le 5 janvier 2009, le Groupe a acquis, par offre publique d'acquisition, British Energy pour 11 998 millions de livres sterling (hors actions restant en circulation et hors frais liés à l'acquisition (voir note 4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008 et section 6.3.1.1.3.1 (« Offres »)).

L'acquisition de British Energy peut ne pas (ou peut prendre plus de temps que prévu pour) générer les synergies anticipées, les économies de coûts et les avantages opérationnels (voir section 6.3.1.1.4 « Intégration »), ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives du Groupe.

En outre, les engagements pris envers la Commission européenne en relation avec les questions de concurrence soulevées par l'acquisition (voir section 6.3.1.1.3.1 (« Offres »)) pourraient être mis en œuvre par le Groupe dans des conditions moins favorables que prévu, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur les profits ou la situation financière du Groupe.

Par ailleurs, si des difficultés significatives relatives à la qualité et à la performance de l'outil industriel de British Energy survenaient ou si, par ailleurs, la situation financière et/ou les perspectives de British Energy n'étaient pas conformes aux hypothèses sur la base desquelles l'acquisition a été valorisée par le Groupe, en particulier en ce qui concerne l'évolution prévue des prix de gros de l'électricité au Royaume-Uni et de la production du parc nucléaire existant de British Energy, le Groupe pourrait être amené à supporter des charges de dépréciation importantes, ce qui pourrait avoir un impact défavorable sur ses résultats et sa situation financière.

Bien que le Groupe ait procédé à des diligences (y compris sur les aspects techniques, juridiques, financiers et sur les questions environnementales), avant le lancement de l'offre, il ne peut pas être exclu que certains passifs de British Energy restent inconnus ou soient sous-évalués, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur les activités, la situation financière, les résultats et/ou sur les perspectives du Groupe.

British Energy et les sociétés du groupe British Energy peuvent être parties à des contrats d'approvisionnement, à des accords de joint-venture, à des contrats de licence ou de concession et à d'autres conventions, y compris des contrats conclus avec le gouvernement britannique en 2004 et 2005 dans le cadre du plan de restructuration du groupe British Energy, qui pourraient être remis en question en raison de l'acquisition du groupe British Energy par le groupe EDF (soit par les autres parties au contrat, en particulier en raison de la mise en œuvre de clauses de changement de contrôle susceptibles d'être déclenchées par l'acquisition, soit par les autorités publiques). Les clauses de changement de contrôle permettent ou autorisent généralement la résiliation de la convention par l'une des parties en cas de changement de contrôle de son cocontractant ou, lorsqu'elles sont contenues dans des contrats de financement, le remboursement anticipé du montant restant dû ou la mise en place de garanties. Les bénéficiaires de ces clauses peuvent toutefois renoncer à leur exercice et EDF identifie progressivement les cas dans lesquels de telles renonciations seront recherchées. En l'absence de renonciation, la mise en œuvre d'une clause de changement de contrôle pourrait entraîner la perte de droits contractuels et d'avantages significatifs, la fin d'accords de joint-venture ou de contrats de licence ou de concession, ou la nécessité de renégocier des contrats de financement.

En outre, le Groupe a contracté un crédit syndiqué d'environ 11 milliards de livres sterling afin de financer partiellement l'acquisition de British Energy. Par conséquent, EDF est contraint d'affecter des ressources importantes au remboursement de sa dette, ce qui pourrait limiter sa flexibilité financière et les possibilités de contracter à l'avenir de nouveaux emprunts dans le cadre de sa stratégie de développement et d'investissement.

**Risques liés à l'acquisition de certaines activités nucléaires de Constellation Energy.**

Le Groupe a conclu un accord le 17 décembre 2008 avec l'électricien américain Constellation Energy (CEG), aux termes duquel le Groupe fera l'acquisition de 49,99 % des activités nucléaires de Constellation Energy pour un montant d'approximativement 4,5 milliards de dollars. Dans le cadre de cet accord, le Groupe a déjà réalisé ou pourra réaliser également plusieurs investissements stratégiques pour renforcer la situation de liquidité de CEG (voir section 6.3.2.3 « États-Unis d'Amérique »). Notamment, CEG dispose d'une option de vente valable jusqu'au 31 décembre 2010, qui lui donne le droit de vendre à EDF certains actifs de production non nucléaires dans la limite de 2 milliards de dollars (sous réserve de l'obtention des autorisations réglementaires correspondantes).

L'accord conclu avec CEG est soumis à un certain nombre de conditions suspensives, dont notamment l'obtention des autorisations réglementaires requises. La transaction devrait être achevée au cours du troisième trimestre 2009. Néanmoins, si ces autorisations réglementaires ne sont pas obtenues d'ici les dates prévues ou si elles sont obtenues à des conditions plus restrictives pour le Groupe que prévues, la transaction ne pourra pas être réalisée, ou pourra être réalisée à des conditions moins favorables pour le Groupe, ce qui pourrait avoir un impact négatif significatif sur les perspectives et la situation financière du Groupe.

En outre, même si l'acquisition est réalisée avec succès, la performance et les avantages opérationnels liés à l'acquisition peuvent s'avérer inférieurs à ceux anticipés par le Groupe. Il en est de même pour les actifs acquis en cas d'exercice de l'option de vente par CEG. Si des difficultés significatives relatives à la qualité et à la performance des actifs à acquérir survenaient ou si la valeur de ces actifs n'étaient pas conformes aux hypothèses sur la base desquelles leur acquisition a été valorisée par le Groupe, le Groupe pourrait être amenée à supporter des charges de dépréciations importantes, ce qui pourrait avoir un impact défavorable sur ses résultats et sa situation financière.

**Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières pour EDF.**

L'ouverture du marché a notamment eu pour conséquences la filialisation des activités de distribution, ainsi qu'une réorganisation des structures mixtes au travers desquelles EDF et GDF Suez (anciennement Gaz de France) géraient leurs ventes, leurs facturations, leurs services clientèle et leurs réseaux de distribution.

Les différentes réorganisations pourraient encore avoir des impacts sur le fonctionnement des activités de commercialisation et de distribution, et dans les relations avec les collectivités locales.

Elles pourraient par ailleurs générer des coûts importants liés notamment à l'adaptation des organisations et des fonctions support, notamment les systèmes d'information.

**Risques liés aux systèmes d'information.**

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. Une défaillance de l'un de ces systèmes pourrait avoir des conséquences défavorables significatives pour le Groupe. En particulier, si les systèmes d'information mis en place ou devant encore être adaptés à la suite de l'ouverture totale des marchés au 1er juillet 2007 n'étaient pas suffisamment fiables ou performants, cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives pour EDF.

Enfin, d'une façon générale, le Groupe ne peut garantir que la politique de renforcement des programmes de secours des systèmes d'information ne connaisse pas de difficultés techniques de déploiement ou/et des retards de mise en œuvre, ce qui pourrait — en cas de sinistre majeur —avoir un impact négatif significatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

**EDF est contrôlé par l'État en sa qualité d'actionnaire majoritaire.**

En application de la Loi du 9 août 2004, 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). 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.

**Une partie importante des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et GDF Suez ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion mis en place dans ces structures communes.**

Une partie importante des personnes employées par le Groupe appar tiennent à des structures communes à EDF et GDF Suez (pour la quasi-totalité au service commun d'ERDF et GrDF, les deux filiales de distribution des groupes EDF et GDF Suez). Un certain nombre de 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 la gestion de ses ressources. Il s'ensuit en outre que EDF et GDF Suez pourraient donc avoir des divergences de vues ou d'intérêts concernant ces structures communes, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur le climat social, le résultat et la situation financière du Groupe.

**Le Groupe ne détient pas de majorité de contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations considérées comme stratégiques ou partage le contrôle de ces entités avec d'autres actionnaires.**

Ainsi que cela est décrit à la section 6.3.1.2.2 (« Détail de la participation d'EDF dans EnBW »), le groupe EDF partage le contrôle d'EnBW avec OEW. Ce contrôle commun est exercé dans le cadre d'un pacte d'actionnaires. Le Groupe ne peut pas néanmoins garantir qu'il pourra toujours s'entendre avec OEW sur la politique à mener au sein d'EnBW.

Il peut en être de même au sein d'Edison où les deux actionnaires, EDF d'une part, A2A (anciennement AEM Milan) et ses partenaires d'autre part, ont le contrôle conjoint et dont les relations sont régies par un pacte d'actionnaires (voir section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A)). Par ailleurs, les avantages qui doivent résulter de l'opération de prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A, notamment au regard de la stratégie gazière du Groupe, dépendent en partie de la possibilité de combiner les activités d'Edison avec celles du Groupe d'une manière efficace et performante.

D'autres activités du Groupe sont, ou seront 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.

Cela pourrait limiter la capacité du Groupe à mettre en œuvre les stratégies définies et avoir un impact négatif significatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

**Les actionnaires de certaines des filiales et participations du Groupe disposent d'options de vente leur permettant de faire racheter leurs actions par le Groupe, lequel pourrait donc être contraint de racheter ces titres à un moment ou à des conditions défavorables.**

La structure et les conditions des options de vente dont disposent notamment les actionnaires d'EnBW et d'EDF Energies Nouvelles sur le Groupe sont décrites aux sections 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW ») et 6.4.1.1.2 (« EDF Energies Nouvelles »).

Le Groupe pourrait être contraint, en cas d'exercice d'options de vente, d'acquérir les titres sous-jacents à des conditions de prix, dictées par les termes des accords en vigueur, qui pourraient s'avérer supérieures à leur valeur de marché. Par ailleurs, le financement de ces acquisitions pourrait interférer avec d'autres dépenses d'acquisition ou d'investissement du Groupe, les retarder, ou obliger le Groupe à rechercher un financement à des conditions moins favorables. Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

**Le Groupe pourrait se trouver contraint de lancer une offre publique d'acquisition sur des sociétés cotées dans lesquelles il détient une participation.**

Le Groupe dispose de participations dans certaines sociétés cotées pour lesquelles la législation applicable peut contraindre, sous certaines conditions, toute personne dépassant certains seuils de détention du capital, à lancer une offre publique d'achat sur l'ensemble des titres de capital existants. Le Groupe pourrait ainsi se trouver contraint de lancer une telle offre à des conditions, notamment de prix, défavorables, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur sa situation financière.

**Risques liés à la dimension internationale des activités du Groupe.**

Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans les pays pouvant connaître, ou ayant récemment connu, une période 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 affectant les activités du Groupe, mettent en place ou pourraient mettre en place des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, 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 et être ainsi contraires à ses intérêts. La survenance de l'un de ces évènements pourrait avoir un impact négatif sur les activités, les résultats financiers 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 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 ou charbon propre), le développement de l'activité gaz, le développement des énergies renouvelables, etc.), impliquent une adaptation continue de ses compétences, notamment fonctionnelle et géographique.

En France, une part importante du personnel d'EDF atteint chaque année l'âge de la retraite, malgré l'impact que la réforme du régime spécial de retraites des Industries Electriques et Gazières a sur l'âge moyen de départ à la retraite. Ainsi, dans la production nucléaire et dans la maintenance des réseaux, environ 40 % à 45 % des effectifs pourraient partir à la retraite dans les dix prochaines années. 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 met 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 complètement suffisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité et ses résultats financiers.

**Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages du personnel.**

En France, le financement du régime de retraites de la branche des Industries Électriques et Gazières (« IEG ») a fait l'objet d'une réforme inscrite dans la Loi du 9 août 2004 (voir section 17.8 (« Régime des retraites et régime complémentaire maladie »), qui est entrée en vigueur au 1er janvier 2005.

Les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents liés aux prestations non couvertes par les régimes de droit commun.

L'évaluation tient également compte de la part des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, la réforme des régimes spéciaux de retraite, dont celui des IEG, visant notamment à allonger les durées de cotisation, est entrée en vigueur au 1er juillet 2008. Cette réforme s'accompagne de mesures spécifiques à la charge des entreprises (notamment des mesures concernant les salaires, des évolutions du dispositif de protection sociale, un accompagnement des parcours professionnels, etc. – voir section 17.8.1 (« Régime spécial de retraite »)). Des accords de branche ont été signés en 2008 concernant l'amélioration du dispositif de protection sociale (retraite complémentaire, prévoyance). Les négociations qui ont débuté sur les spécificités de certains métiers se poursuivront tout au long du 1er semestre 2009. Le montant de la provision pour retraite s'élève à 8 796 millions d'euros au 31 décembre 2008.

Hors de France, les principaux engagements de retraite concernent EDF Energy, British Energy et EnBW.

Au Royaume-Uni, une évaluation actuarielle des fonds de pension a lieu tous les 3 ans (l'« évaluation triennale »). Les dernières évaluations triennales ont porté sur la situation des fonds d'EDF Energy et de British Energy au 31 mars 2007 et ont conduit chacune d'elles à verser annuellement des contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances observées à cette date (voir section 6.3.1.1.2.3 (« EDF Energy -Financements et Retraites ») et section 6.3.1.1.3.2 (« Activités de British Energy »)). Les prochaines évaluations triennales porteront sur la situation des fonds d'EDF Energy et de British Energy au 31 mars 2010. Compte tenu de la forte détérioration des marchés financiers en 2008 et début 2009, des versements complémentaires à ceux fixés en 2007 pourraient être décidés lors de ces prochaines évaluations actuarielles en 2010.

Les engagements d'EnBW sont intégralement provisionnés et des actifs ont été constitués pour faire face à ces engagements.

Aux engagements au titre des retraites, s'ajoutent d'autres engagements pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi (avantages en nature énergie, indemnités de fin de carrière, indemnités de secours immédiat) et pour avantages à long terme du personnel en activité (rentes accidents du travail et maladies professionnelles, médailles du travail, rentes d'invalidité, etc.) (voir note 32.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008).

Les montants de ces engagements, les provisions constituées et, pour EDF Energy et British Energy, les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds, sont calculés sur la base d'estimations qui reposent sur certaines hypothèses, notamment des hypothèses actuarielles et un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, ainsi que sur les 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 d'augmenter les provisions correspondantes (et les contributions additionnelles pour EDF Energy et British Energy). Cela pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et les résultats financiers du Groupe.

Par ailleurs, en France, la Loi du 9 août 2004 instaure une solidarité entre les entreprises de la branche des IEG pour la part du financement des droits spécifiques qui leur incombe. En cas de défaillance d'une entreprise de la branche des IEG, EDF pourrait donc être amenée à financer une partie des obligations de cette entreprise. Cela pourrait également avoir un impact négatif sur la situation financière et les résultats financiers du Groupe.

**Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe.**

Le Groupe ne peut exclure une détérioration des relations sociales ou des perturbations sociales. Des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux 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.

1 Hors achat de combustible

**Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.**

Le Groupe a mis en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Après l'achèvement du programme Altitude en 2007, le Groupe a engagé un nouveau programme, le programme Excellence Opérationnelle (voir section 12.1 (« Amélioration de la performance : programme « Excellence Opérationnelle » »)). Sa mise en œuvre, engagée dans l'ensemble du Groupe en 2008, s'inscrit dans la durée. Il vise à améliorer les résultats du Groupe en réalisant des synergies et des progrès continus sur ses processus opérationnels et supports, ses méthodes d'achats, ses projets de transformation et de développement.

Le Groupe ne peut pas garantir que ces programmes auront les résultats escomptés dans le calendrier prévu. Ceci pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

**Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.**

Les comptes consolidés d'EDF au titre de l'exercice clos au 31 décembre 2008 ont été établis, comme pour les deux précédents exercices, 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 2008 (voir note 1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008).

Ce référentiel évolue et de nouvelles normes ou interprétations sont actuellement en cours de préparation et/ou d'approbation par les organismes internationaux compétents. En ce qui concerne les normes ou interprétations en cours d'approbation ou d'homologation par les organismes internationaux compétents, le Groupe étudie l'impact potentiel que ces dernières pourraient avoir sur ses états financiers. Concernant les normes ou interprétations en cours de préparation par les organismes internationaux compétents, le Groupe ne peut préjuger ni de l'évolution possible que ces dernières pourraient entraîner sur le référentiel, ni des impacts éventuels qu'elles pourraient avoir sur ses états financiers consolidés.

### 4.2.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions

**Volatilité significative du cours des actions.**

Les marchés boursiers ont connu ces dernières années, et particulièrement en 2008, d'importantes fluctuations qui n'ont pas toujours été en rapport avec les résultats des sociétés dont les actions sont négociées. De telles fluctuations de marchés pourraient affecter de manière significative le cours 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, ou les conditions économiques en général et le secteur de l'énergie en particulier.

**Fluctuation du taux de change.**

Les actions EDF sont admises aux négociations uniquement en euros et tout paiement futur de dividendes sera réalisé en euros. La contre-valeur en devise du cours de l'action et de tout dividende versé à un actionnaire d'EDF pourrait être affectée de manière significative par une dépréciation de l'euro.

**Risques liés aux futures cessions par l'État d'actions EDF.**

Au 31 décembre 2008, l'État détenait 84,66 % du capital d'EDF. Si l'État décidait de réduire davantage sa participation dans le capital d'EDF, une telle cession par l'État, ou la perception qu'une telle cession est imminente, pourrait affecter d'une manière négative le cours des actions EDF.

## 4.3 Facteurs de dépendance

En 2008, EDF et ERDF s'adressent à 19 439 fournisseurs (contre 20 289 en 2007 et 22 915 en 2006). Les 5 premiers fournisseurs d'EDF et ERDF représentent 11,7 % du montant commandé total d'EDF[1] et ERDF et les 10 premiers représentent 17,3 %.

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 le domaine de l'informatique et des télécommunications.

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.

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, de l'équipement et de la maintenance du parc de production nucléaire.

Le groupe Areva est le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire. À cet égard, EDF estime être en situation d'interdépendance vis-à-vis du groupe Areva. Les relations entre EDF et le groupe Areva relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats pluriannuels. Les conditions commerciales de ces accords pourraient se révéler moins favorables lors de leur renouvellement que les conditions actuellement applicables. Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés » — « A. L'amont »)), EDF s'appuie encore pour une part importante, mais décroissante, sur le groupe Areva, qui représentait en 2008 de l'ordre de 68 % des achats d'EDF dans l'amont du cycle, contre environ 70 % en 2007 :

- le groupe Areva fournit à EDF une part importante de ses besoins en uranium naturel. Toutefois, EDF poursuit une politique de diversification de ses sources d'approvisionnement, en vue d'équilibrer les parts de marché entre le groupe Areva et les autres fournisseurs ;
- en matière de conversion, la part prépondérante 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 s'appuie majoritairement sur le groupe Areva, en particulier via les services d'enrichissement de son usine Georges Besse I. EDF et Areva ont prolongé en 2007 leur relation contractuelle relative à l'utilisation de Georges Besse I jusqu'en 2010 et contractualisé en 2008 les prestations attendues de la nouvelle usine Georges Besse II. EDF achète également des services d'enrichissement auprès des autres fournisseurs maîtrisant déjà la technologie de l'ultracentrifugation ;
- dans la filière uranium de retraitement enrichi (« URE »), EDF s'appuie pour certains types de prestations sur le groupe Areva et pour d'autres, notamment l'enrichissement, sur des fournisseurs étrangers (Tenex et Urenco) ;
- pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF fait appel à deux fournisseurs : les groupes Areva et Westinghouse.

L'intégralité des opérations de gestion du combustible usé est effectuée dans l'usine du groupe Areva de La Hague. Ces opérations, ainsi que le recyclage des produits issus du traitement sous forme de combustible MOX ou de combustible à l'URE sont réalisées dans le cadre de l'accord EDF-Areva du 19 décembre 2008 qui fait suite au protocole antérieur de 2001. Les conditions techniques et financières de ces opérations ont été précisées pour la période 2008-2012, ainsi que le montant de la soulte libératoire pour la quote-part EDF du démantèlement des installations de La Hague.

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés » — « B. L'aval »).

**Dans le domaine du développement et de la maintenance des centrales**

Le groupe Areva est le principal fournisseur du groupe EDF en ce qui concerne le développement et la maintenance des centrales. En particulier, le groupe Areva fournit les chaudières nucléaires, les études de sûreté correspondantes et leurs pièces de rechange. Depuis plusieurs années, une diversification a été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de certains gros composants (générateurs de vapeur en particulier) et la fourniture de services de maintenance (par exemple les nettoyages chimiques des générateurs de vapeur).

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 d'une tête de série. Dans le cadre de la réalisation de cette tête de série, EDF a conclu en 2007 un contrat avec Areva pour la fourniture de la chaudière de l'EPR à Flamanville 3.

EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques à flamme. 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 à flamme. 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. Cette mise en concurrence s'est en particulier traduite en 2008 par l'attribution répartie entre Alstom et Toshiba de l'important marché de la rénovation des alternateurs du parc nucléaire.

Enfin, le groupe EDF estime ne pas être globalement en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

# 5 Informations concernant l'émetteur


5.1 Histoire et évolution de la Société 35

5.2 Investissements 36


## 5.1 Histoire et évolution de la Société

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 tels que modifiés par l'Assemblée générale mixte en date du 14 février 2006.

### 5.1.1 Dénomination sociale et siège social

La dénomination de la Société est : « Electricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est fixé à Paris 8e : 22-30, avenue de Wagram.

### 5.1.2 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 401 E.

### 5.1.3 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 »).

EDF a été 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 20 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

### 5.1.4 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 plus spécifiques telles que, notamment, la Loi n° 46-628 du 8 avril 1946, la Loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000, la Loi du 9 août 2004, la Loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie et par ses statuts.

### 5.1.5 Historique

Les éléments suivants présentent les grandes étapes du développement du Groupe.

EDF a été créé en 1946. Avant 1946, le secteur électrique s'était développé autour de nombreuses sociétés locales sur l'ensemble du territoire français. À la fin des années 1930, coexistaient en effet environ 200 entreprises de production, une centaine pour le transport, 1 150 pour la distribution. Cette multitude de sociétés privées, auxquelles s'ajoutaient 250 régies locales, prenait en charge environ 20 000 concessions de distribution. De cet apparent émiettement se sont dégagés un certain nombre de grands groupes, soit dans la production, soit dans la distribution.

En 1946, les secteurs de l'électricité et du gaz sont nationalisés. La Loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un EPIC et fonde le statut du personnel des Industries Electriques 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 celles du développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique au charbon puis au fioul et du parc hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et Serre-Ponçon en 1960. En 1963, à la suite de la décision du Gouvernement d'assurer l'indépendance énergétique de la France par l'énergie nucléaire, EDF met en service la première unité de production nucléaire de taille commerciale à Chinon (70 MW), première d'une série de 6 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 du nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière à Eau Pressurisée (« REP ») qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, 34 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, 20 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1994, puis palier N4 de 1 450 MW, 4 tranches mises en service en 2000 et 2002.

C'est à partir des années 1990 qu'EDF s'implante de manière significative à l'étranger. En 1992, le Groupe prend une participation au capital de la société Edenor, société de distribution - commercialisation située en Argentine. Cette participation sera par la suite portée à 90 %. En mai 1996, EDF acquiert 11,34 % du capital de l'électricien brésilien Light, société de distribution - commercialisation située dans l'État de Rio de Janeiro. EDF détient 94,8 % du capital de cette société au 31 décembre 2004. En décembre 1998, EDF acquiert 100 % de London Electricity (devenue EDF Energy le

30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2001, avec l'acquisition de 34,5 % d'EnBW et la montée au capital de l'italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, où London Electricity acquiert 100 % du capital de EPN Distribution plc et de Seeboard plc, deux sociétés de distribution d'électricité situées respectivement dans l'est et le sud-est de l'Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion des textes européens. 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. En mai 2000, c'est 30 % du marché qui est ainsi ouvert à la concurrence, puis 37 % en février 2003. En juillet 2004, l'ensemble du marché des professionnels, soit 69 % du marché total, est ouvert. Depuis juillet 2007, l'ouverture est réalisée à 100 % avec les 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'Electricité (devenu, en 2005, filiale à 100 % d'EDF sous la dénomination « RTE-EDF Transport »), entité interne et indépendante 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 % 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 GDF Suez).

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

Le 12 mai 2005, EDF et A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) ont conclu des accords relatifs à leur décision de prise de contrôle conjointe d'Edison. Suite au lancement d'une offre publique d'achat le 4 octobre 2005, cette prise de contrôle conjointe a été finalisée le 26 octobre 2005, date de clôture de l'offre.

Depuis 2005, le groupe EDF a mis en œuvre sa stratégie de recentrage sur l'Europe en cédant le contrôle de ses filiales Edenor et Light, ainsi que ses actifs au Mexique.

Enfin, EDF a été introduit en bourse au dernier semestre de l'année 2005. Cette opération a été effectuée par la mise à disposition du marché de 196 371 090 actions nouvelles émises par la Société et par 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. Elle a été suivie par la cession de 45 millions de titres détenus par l'État le 3 décembre 2007.

Fin novembre 2006, EDF Energies Nouvelles, filiale détenue à 50 % par le groupe EDF, a été introduite en bourse. Cette opération a donné lieu à l'émission de 18 946 854 actions nouvelles EDF Energies Nouvelles dont 4 798 464 étaient réservées au groupe EDF.

Depuis le 1er janvier 2008, l'activité de distribution d'EDF est assurée par Electricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale détenue à 100 % par EDF 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, le groupe EDF est devenu un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international, en créant une joint-venture avec l'électricien chinois CGNPC, en concluant un accord en vue de l'acquisition par offre publique de British Energy au Royaume-Uni (acquisition dont la réalisation est intervenue le 5 janvier 2009), et en concluant un accord, dont la réalisation doit intervenir au cours du troisième trimestre 2009, pour le rachat de près de la moitié des actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis.

## 5.2 Investissements

Pour une description des principaux investissements réalisés par la Société au cours de la période 2007-2008, voir section 9.9.1.2 (« Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement ») du présent Document de Référence. Concernant la politique d'investissement du Groupe pour les exercices futurs, voir section 6.1.4 (« Politique d'investissement ») ci-après.

# 6 Aperçu des activités


6.1 Stratégie 37

6.2 Présentation de l'activité du groupe EDF en France 41

6.3 Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international 77

6.4 Autres activités et fonctions transverses 110

6.5 Environnement législatif et réglementaire 122


Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et détient des positions fortes sur les trois autres principaux marchés européens (Allemagne, Royaume-Uni, Italie) qui en font l'un des électriciens leader en Europe et un acteur gazier reconnu. Avec une puissance installée de 127,1 GW dans le monde (124,8 GW en Europe) pour une production mondiale de 609,9 TWh, il dispose, parmi les grands énergéticiens européens, du parc de production le plus important et le moins émetteur de $CO_2$ grâce à la part du nucléaire et de l'hydraulique dans son mix de production. Le groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à plus de 38 millions de comptes clients[1] dans le monde (dont près de 28 millions en France).

Les activités du groupe EDF traduisent le choix d'un modèle équilibré entre France et international ainsi qu'entre opérations concurrentielles et régulées. En 2008, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 64,3 milliards d'euros, un résultat net part du Groupe de 3,4 milliards d'euros et a dégagé un excédent brut d'exploitation de 14,2 milliards d'euros.

Depuis le 1er juillet 2007, le groupe EDF exerce ses activités de commercialisation dans un marché européen de l'énergie totalement ouvert à la concurrence. Depuis le 1er janvier 2008, ERDF, la filiale à 100 % d'EDF, assure l'activité de distribution en France, à l'instar de RTE-EDF Transport pour les activités de transport.

## 6.1 Stratégie

Le monde est confronté à un défi énergétique majeur : répondre à la croissance des besoins, dans un contexte de raréfaction des ressources et de contraintes climatiques. À cela s'ajoute depuis l'automne 2008 une crise financière et économique d'ampleur mondiale dont les conséquences sur l'activité économique restent encore incertaines. Cependant, comme le rappelle l'Agence Internationale de l'Énergie dans sa dernière publication datée de fin 2008 (« *World Energy Outlook* 2008 »), les questions énergétiques et de changement climatique conservent toute leur urgence et les investissements nécessaires ne devront pas être remis en cause, sous peine de difficultés majeures, notamment de risques de ruptures d'approvisionnement et de flambée des prix ainsi que de hausse des émissions de $CO_2$ conduisant vers un changement climatique de grande ampleur.

Ce contexte mondial et les priorités définies au niveau européen en matière de sécurité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre imposent donc des efforts tant en amont (« décarboner » la production par les filières peu ou pas émettrices de $CO_2$) qu'en aval (maîtrise de la demande d'énergie grâce à des usages plus efficaces, développement des énergies renouvelables réparties). Le recours au nucléaire, permettant de concilier compétitivité, indépendance énergétique et faibles émissions de $CO_2$, semble aujourd'hui incontournable dans le mix énergétique du futur, aussi bien en France que dans un grand nombre de régions du monde.

Premier producteur nucléaire mondial, disposant d'une base européenne unique avec une présence forte sur les quatre principaux marchés, EDF estime disposer des atouts pour tirer parti de ce contexte.

Le Groupe a pour ambition de se positionner comme un leader énergétique, en se fixant l'objectif prioritaire d'investir pour une croissance industrielle durable. Les investissements du Groupe portent sur les trois axes suivants :

- conforter son leadership européen et ses atouts compétitifs sur le long terme ;
- promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental ;
- être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde.

1 Un client peut avoir deux comptes clients : un pour l'électricité et un pour le gaz.

## 6.1.1 Conforter son leadership européen et ses atouts compétitifs sur le long terme

### 6.1.1.1 EN FRANCE

EDF entend :

- fournir à ses clients de nouvelles offres, élargies au gaz et aux services, centrées sur l'éco-efficacité énergétique (voir section 6.2.1.2.4 « Les solutions d'éco-efficacité énergétique ») ;
- poursuivre l'optimisation de son mix de production d'électricité, améliorer la performance et pérenniser l'outil de production.

EDF poursuit les travaux engagés dès 2005 d'amélioration de son mix de production en renforçant ses moyens de pointe et de semi-base : remise en service effective de 4 tranches fioul après travaux de modernisation, construction de turbines à combustion (TAC), dont 3 achevées et 3 en construction, et construction de 3 cycles combinés à gaz (CCG).

EDF conduit en parallèle d'importants programmes de maintenance de son parc de production, notamment hydraulique et nucléaire.

Concernant son activité hydroélectrique, EDF entend préserver la qualité de son potentiel de production et étudier de nouveaux projets. EDF a ainsi engagé un programme de mise à niveau technique et de maintenance de ses installations hydrauliques, « Sûreté et Performance de l'Hydraulique », d'un montant d'environ 560 millions d'euros sur la période 2007-2011. La mise en concurrence des concessions hydrauliques qui arrivent à échéance constitue un enjeu fort pour lequel EDF s'est préparé (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)).

Dans le nucléaire, EDF a lancé un programme de maintenance renforcé afin d'améliorer ses performances à court terme, en particulier le taux de disponibilité de ses centrales (avec un objectif de 85 % à horizon 2011) et de se mettre en position d'étendre la durée d'exploitation de ses installations à l'instar d'autres exploitants nucléaires dans le monde. Ces programmes, ainsi que des efforts soutenus de recherche et développement et un dialogue continu avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire, en particulier pour la préparation des troisièmes visites décennales prévues sur les deux premières unités en 2009, concourent à la pérennisation du parc nucléaire et à l'objectif d'allongement significatif de la durée d'exploitation moyenne du parc au-delà de 40 ans.

- préparer le renouvellement du parc nucléaire et conserver une avance au niveau technologique.

Pour les moyens de base, EDF prépare le renouvellement du parc nucléaire en construisant l'EPR de Flamanville (1 600 MW, objectif de démarrage en 2012) et par la suite, un second EPR en France à Penly ;

- promouvoir une politique d'investissements soutenus dans les réseaux d'électricité.

Le Groupe entend rester un opérateur exemplaire et transparent sur ses activités régulées. Concernant l'activité distribution, il vise à offrir, par la qualité du service offert et son professionnalisme, une prestation qui puisse satisfaire tous les utilisateurs du réseau. Dans cette optique, il cherche à promouvoir une politique d'investissements soutenus dans les réseaux en mettant en avant des technologies innovantes et génératrices de performance, dans un contexte de fort développement des besoins liés à l'essor de la production décentralisée.

Pour l'activité transport, au-delà des enjeux liés au renforcement du réseau très haute tension en France, le groupe EDF est très favorable au développement des interconnexions, permettant de fluidifier les échanges transfrontaliers. Ainsi, le groupe EDF soutient le renforcement des coopérations entre gestionnaires de réseaux de transport (« GRT »), de manière à accélérer l'intégration des marchés régionaux et à terme du marché européen.

Le futur Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3) devrait viser à assurer la nécessaire cohérence économique entre les investissements prévisionnels des gestionnaires de réseaux et leurs besoins de financement.

### 6.1.1.2 EN EUROPE

Au-delà du programme d'investissements lancé en France, le groupe EDF entend conforter son leadership à partir de ses positions actuelles en renforçant son portefeuille d'actifs de production en Europe, en accompagnant la croissance de ses filiales et en poursuivant l'intégration du Groupe.

- Royaume-Uni : l'acquisition récente du groupe British Energy (voir section 6.3.1.1.3 (« British Energy »)) devrait permettre à EDF de jouer un rôle de premier plan dans le renouveau du nucléaire au Royaume-Uni et renforcer l'équilibre entre les activités amont et aval d'EDF Energy. En outre, une filiale commune à EDF Énergies Nouvelles et EDF Energy, EDF Energy Renewables, a été créée pour développer les énergies renouvelables au Royaume-Uni ;

- Allemagne : EDF appuie le développement d'EnBW en Allemagne (projets de renforcement de capacités hydrauliques sur le Rhin, centrales au charbon supercritique, etc.) et à l'international, notamment dans les pays d'Europe centrale et orientale et en Turquie, et dans ses différents projets (éolien offshore, secteur gazier, hydroélectricité, etc.). L'acquisition de 26 % d'EWE (groupe de services aux collectivités locales, disposant d'implantations en Pologne et en Turquie) par EnBW, conclue en juillet 2008 pour approximativement 2 milliards d'euros, renforce cette stratégie. Cette acquisition reste soumise, à la date de dépôt du présent Document de Référence, à l'approbation des autorités de la concurrence allemandes ;

- Italie : le groupe EDF appuie le renforcement du modèle d'activité d'Edison, reposant notamment sur une sécurisation des approvisionnements gaziers, un renforcement de l'équilibre amont/aval par des gains de parts de marché aval, ainsi que son développement à l'international (Grèce et Balkans notamment). La décision politique du gouvernement italien de réinvestir dans la filière nucléaire constitue un événement majeur. Le Groupe propose de s'inscrire dans cette dynamique de reprise afin d'y contribuer avec l'ensemble des acteurs impliqués (voir section 6.1.3. « Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde ») ;

- Benelux : le Groupe entend bâtir une position intégrée solide au Benelux, marché voisin au cœur de la plaque continentale. EDF et la société Delta, partenaires à parité de la construction d'une centrale CCG de 870 MW aux Pays-Bas, dont la mise en service est prévue en 2009, disposeront chacun de 50 % de l'électricité produite dans cette zone ;

- Suisse : à la suite des négociations menées entre Atel Holding (dans lequel le Groupe détient une participation) et EOS Holding, Atel et EOS ont rapproché leurs activités le 27 janvier 2009 pour devenir le premier acteur énergétique suisse actif à l'échelle européenne, sous la marque Alpiq. Atel, EOS, des actionnaires minoritaires suisses d'Atel et EDF ont signé les accords relatifs à cette transaction le 18 décembre 2008. Alpiq Holding SA (dont EDF détient à la date de dépôt du présent Document de Référence, environ 25 % du capital) a démarré ses activités le 1er février 2009.

- Pays d'Europe centrale et de l'Est : ces pays, y compris la Russie, présentent un important potentiel de développement pour le Groupe.

#### 6.1.1.3 GAZ

Le Groupe poursuit la sécurisation de ses approvisionnements gaziers nécessaires à l'alimentation des centrales à cycle combiné à gaz (CCG) et au développement de ses ventes aux clients finals, principalement au travers d'offres duales : les besoins agrégés du Groupe sont estimés à environ 45 $Gm^3$ à moyen terme.

Sur la zone regroupant la France, le Royaume-Uni, l'Allemagne et l'Italie, le Groupe a un objectif de part de marché moyenne des ventes de gaz en volume aux clients finals proche de 15 % à terme. Le Groupe souhaite donc développer son portefeuille de contrats d'achat de gaz et sa présence dans les réserves de gaz comme dans les infrastructures logistiques, soit au travers d'investissements, soit au travers de réservations de droits contractuels. Cette stratégie est mise en œuvre notamment au travers des projets et des opérations menés par Edison en Europe du Sud-Est - comme le projet d'infrastructure de gazoduc IGI, reliant l'Italie et la Grèce ou comme la prise de participation en exploration/production dans le gisement égyptien d'Aboukir - et des prises de participation en Europe du Nord-Ouest - comme l'acquisition en octobre 2008 d'une participation majoritaire en exploration/production dans des champs gaziers en mer du Nord britannique auprès d'ATP Oil & Gas Corporation.

#### 6.1.1.4 PROGRAMME D'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE

Enfin, l'amélioration de la performance opérationnelle via la réussite du programme transverse « Excellence Opérationnelle » constitue une priorité pour l'ensemble du Groupe. Après l'achèvement du programme de performance Altitude (2005-2007), dont les objectifs ont largement été dépassés à fin 2007, le Groupe a engagé en 2008 un nouveau programme de trois ans. Il vise à améliorer, de façon continue et pérenne, la performance du Groupe dans toutes ses dimensions : processus opérationnels et supports, méthodes d'achats, projets de transformation et développement, réalisation de synergies, innovation. Le Groupe, pour la période 2008-2010, a pour objectif de réaliser un gain de 1 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe de 2010 par rapport à celui de 2007, dont 285 millions ont été déjà réalisés en 2008 (voir section 12.1 (« L'amélioration de la performance : programme « Excellence Opérationnelle » »)).

### 6.1.2 Promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental

La politique climatique européenne et le « Grenelle de l'Environnement » en France, avec ses « 50 mesures pour le renouvelable » ont fixé un cadre très ambitieux.

EDF est particulièrement actif concernant :

- les services centrés sur l'efficacité énergétique en aval : le groupe EDF a pour ambition d'être leader des services liés à l'éco-efficacité énergétique. En France, EDF entend augmenter chaque année le nombre de clients souscrivant des offres de maîtrise de l'énergie et d'énergies renouvelables réparties, et produit des certificats d'économies d'énergie par son action auprès de ses clients. Le Groupe apporte sur ses différents marchés européens des solutions en terme de maîtrise de la consommation énergétique et de solutions énergétiques innovantes. Il développe des offres autour de la maîtrise de l'énergie, favorise le développement des énergies réparties intégrées au bâti (photovoltaïque, pompe à chaleur, etc.) en s'appuyant sur EDF Énergies Nouvelles Réparties. En outre, il vise à favoriser le développement et la commercialisation future de véhicules électriques et hybrides rechargeables (des accords ont été conclus à cette fin avec Toyota en 2007, et avec Renault-Nissan et PSA Peugeot-Citroën en 2008) ;
- le développement de la production centralisée d'énergies renouvelables : pour le groupe EDF, les énergies renouvelables constituent un axe majeur de son développement et contribuent à un mix énergétique faiblement émetteur de $CO_2$ complémentaire du nucléaire. Le Groupe entend y poursuivre son développement via sa filiale EDF Énergies Nouvelles, qui a procédé fin 2008 à une augmentation de capital de 500 millions d'euros. EDF Énergies Nouvelles compte accroître, seul ou avec des partenaires, ses capacités installées en énergies renouvelables pour atteindre (hors hydraulique) 3 000 MW en 2011 et 4 000 MW en 2012, principalement en éolien, mais incluant également 500 MWc d'énergie solaire d'ici 2012. En octobre 2008, EDF a décidé d'installer, à l'horizon 2011, une série d'hydroliennes en Bretagne. Des développements éoliens « *off-shore* » sont aussi envisagés, principalement en Allemagne et au Royaume-Uni. En France, dans le cadre du « Grenelle de l'Environnement », le nouveau tarif de rachat décidé par le gouvernement pour les installations photovoltaïques installées sur des bâtiments professionnels, sans limitation de puissance, ainsi que le lancement annoncé par le gouvernement d'appels d'offres pour la construction de centrales solaires (une par région), devraient d'ailleurs contribuer à un développement accru du photovoltaïque ;
- les technologies charbon : le groupe EDF entend également exploiter, en Europe et dans le monde, les opportunités liées aux technologies les plus récentes (centrales charbon supercritique) et contribuer à la mise au point des technologies de capture, de transport et de stockage du $CO_2$ *(« CCS : Carbon Capture & Sequestration »).*

### 6.1.3 Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde

Leader mondial du nucléaire, le Groupe dispose d'atouts significatifs (exploitation du premier parc au monde, ingénierie) pour son développement à l'international, dans un contexte qui devient aujourd'hui plus favorable à cette technologie. Dans le cadre de partenariats stratégiques, le groupe EDF a pour objectif d'investir dans 10 EPR au total à horizon 2020, dont 2 en France, de participer à leur construction et à leur mise en service, puis de les exploiter. Les pays prioritaires identifiés à ce jour sont :

- le Royaume-Uni : EDF a pour ambition de développer 4 EPR d'ici 2020 au Royaume-Uni. Le succès en janvier 2009 de l'offre publique d'achat amicale sur British Energy, le 1er producteur britannique d'électricité, constitue une étape très importante du développement du Groupe au Royaume-Uni et renforce ses positions dans le renouveau du nucléaire. EDF réalise ainsi une avancée majeure dans la mise en œuvre de sa stratégie de développement. Cette acquisition, la plus importante de l'histoire du Groupe, devrait lui permettre d'être le leader du renouveau nucléaire mondial, de consolider sa position en Europe et de conforter celle d'EDF Energy au Royaume-Uni ;
- les États-Unis d'Amérique : EDF et Constellation Energy ont signé en juillet 2007 un accord de partenariat stratégique (« joint-venture 50/50 *UniStar Nuclear Energy* ») afin de développer, réaliser, détenir et exploiter conjointement aux États-Unis des centrales nucléaires de type EPR (objectif de développement de 4 EPR, dont 2 avant 2020). En outre, un accord de coopération avait été conclu, ayant pour objet l'étude d'opportunités communes d'investissements aux États-Unis et au Canada dans l'énergie et notamment dans la production d'électricité. En réponse à la proposition de rachat dont Constellation avait fait l'objet en septembre 2008 par *MidAmerican Energy Holding Company*, EDF a présenté une offre qui a reçu le 17 décembre 2008 l'accord définitif du Conseil d'administration de

Constellation. Au terme de la transaction, le groupe EDF va acquérir 49,99 % des activités de production et d'exploitation nucléaires de Constellation Energy pour approximativement 4,5 milliards de dollars. Une option de vente au groupe EDF d'actifs de production non nucléaire pour un montant pouvant atteindre 2 milliards de dollars a également été consentie à Constellation Energy. La réalisation définitive de la transaction, soumise à un certain nombre de conditions suspensives dont notamment l'obtention d'autorisations réglementaires et administratives, devrait être définitivement réalisée au troisième trimestre 2009 ;

- la Chine : EDF et China Guangdong Nuclear Power Corp. (« CGNPC ») ont signé en novembre 2007 un accord permettant à EDF de devenir investisseur et opérateur en Chine, par l'intermédiaire d'une participation de 30 % au capital de la société Taishan Nuclear Power Joint Venture Company (TNPC), qui a pour objet de faire réaliser, détenir et exploiter deux unités de technologie EPR. Le 10 août 2008, les accords finaux de création de cette société ont été signés à Pékin. Les deux centrales nucléaires devraient être mises en service en 2013 et 2015 à Taishan, dans la province du Guangdong ;
- l'Italie : le gouvernement italien a annoncé fin 2008 sa volonté de lancer un programme nucléaire, avec pour objectif le démarrage de la construction des premières centrales dès 2013. La France et l'Italie ont signé le 24 février 2009 un accord de coopération nucléaire qui couvre l'intégralité de la filière, ouvre le marché italien aux opérateurs nucléaires français, prévoit également l'implication de groupes italiens au développement du nucléaire civil en France, et encourage la coopération franco-italienne pour l'exportation de la technologie nucléaire vers des pays tiers. Dans ce cadre, EDF et Enel ont signé deux accords : le premier accord prévoit la création d'un consortium 50/50 entre EDF et Enel, chargé de réaliser des études de faisabilité pour le développement d'au moins 4 réacteurs de technologie EPR en Italie ; le second accord prévoit d'étendre la participation d'Enel dans le nouveau programme français, et de l'associer dans la construction et l'exploitation du nouveau réacteur EPR à Penly. Déjà partenaire à hauteur de 12,5 % dans l'EPR en construction à Flamanville, Enel prendrait ainsi une participation équivalente, aux cotés d'autres partenaires, dans le second EPR français, dont la réalisation sera conduite par EDF pour une mise en service en 2017.
- la République sud-africaine : en raison notamment de la crise économique internationale, l'électricien public sud-africain Eskom a décidé de suspendre, en 2008, son projet de construction de deux réacteurs nucléaires.

Par ailleurs, le Groupe a signé en janvier 2008 un protocole d'accord avec le Qatar, visant à l'accompagner dans ses réflexions sur le recours au nucléaire civil. D'autres perspectives pourraient se préciser à court et moyen terme.

En complément, afin de sécuriser en volume et en prix ses approvisionnements d'uranium, le Groupe étudie la possibilité d'une entrée dans l'amont du nucléaire.

## 6.1.4 Politique d'investissement

### 6.1.4.1 INVESTISSEMENTS EN 2008

En 2008, les investissements du groupe EDF se sont élevés à 14,4 milliards d'euros contre 8,5 milliards d'euros en 2007 et 6,6 milliards d'euros en 2006.

En 2008, le groupe EDF a poursuivi la relance de ses investissements opérationnels : ceux-ci ont atteint 9,7 milliards d'euros en 2008, en hausse de 2,2 milliards d'euros par rapport à 2007 (soit + 29,5 %), après une augmentation de 26 % entre 2006 et 2007 (voir section 9.9.1.2 (« Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement ») ci-dessous). En France (le segment France n'inclut pas les filiales françaises du Groupe, notamment EDF Energies Nouvelles et Dalkia (voir section 9.6 (« Segmentation de l'information financière »))), les investissements de production et de réseaux se sont élevés en 2008 à 5,2 milliards d'euros contre 4,5 milliards en 2007, en hausse de 14 %. Les investissements de production ont augmenté en 2008 de 26 % par rapport à ceux de 2007. Les investissements opérationnels relatifs au parc de production nucléaire se sont élevés à près de 2 milliards d'euros dont environ 0,8 milliard d'euros consacrés à la construction de l'EPR à Flamanville. À l'international, en 2008, les investissements opérationnels se sont élevés à 4,5 milliards d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a consacré en 2008 4,7 milliards d'euros aux investissements de croissance externe. L'année 2008 a été marquée par deux opérations de croissance externe majeures, à savoir (i) l'acquisition de British Energy au Royaume-Uni pour un montant de 12 milliards de livres sterling (hors actions restant en circulation et hors frais liés à l'acquisition) équivalent à 13,2 milliards d'euros, dont la première phase s'est traduite par un investissement en 2008 de 2,7 milliards d'euros et (ii) l'accord pour le rachat de près de 50 % des actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis pour 4,5 milliards de dollars, qui a conduit à un décaissement de près de 0,9 milliard d'euros en 2008 et dont la réalisation définitive devrait intervenir au cours du troisième trimestre 2009. Les investissements de croissance externe en 2008 autres que ceux relatifs à British Energy et à Constellation Energy ont atteint 1,1 milliard d'euros et sont dans la continuité de ceux de 2007 (près de 1 milliard d'euros).

### 6.1.4.2 POLITIQUE D'INVESTISSEMENT EN 2009

Le groupe EDF a pour objectif de renforcer son programme d'investissements opérationnels en 2009, en particulier en France et de poursuivre la relance des investissements liés aux enjeux énergétiques et environnementaux de long terme. En France (voir section 9.6 (« Segmentation de l'information financière »)), le Groupe devrait investir en 2009 environ 7,5 milliards d'euros. La croissance des investissements opérationnels en France reflète notamment un effort accru sur la maintenance des installations de production, les réseaux (transport et distribution) et les infrastructures en Corse et dans les Départements d'Outre-Mer. À travers ce programme d'investissements opérationnels en France et le développement des énergies renouvelables en France (en particulier le solaire) et la fourniture d'équipements pour les besoins de développement à l'international, le Groupe participera au plan de relance gouvernemental de l'économie française à hauteur de 2,5 milliards d'euros.

Par ailleurs le groupe EDF a décaissé, début 2009, le solde dû pour l'acquisition de British Energy et devrait également procéder au règlement du solde dû pour le rachat de près de 50 % des actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis, après la réalisation de cette opération.

### 6.1.4.3 POLITIQUE D'INVESTISSEMENT DANS LE NOUVEAU NUCLÉAIRE JUSQU'EN 2020

Les ambitions du Groupe dans le nouveau nucléaire jusqu'en 2020 à l'international portent sur 4 réacteurs au Royaume-Uni, 2 aux États-Unis et 2 en Chine. En France, EDF investit dans un premier EPR à Flamanville dont la construction est en cours.

Le total d'investissements est estimé, à fin 2008, entre 40 et 50 milliards d'euros (en euros 2008) d'ici 2020. Les besoins de financement nets (restant à la charge du Groupe) sur la même période devraient être compris entre 12 et 20 milliards d'euros (en euros 2008), compte tenu notamment de l'implication de partenaires dans ces projets dans l'ensemble de ces pays.

Le groupe EDF dispose en effet de plusieurs leviers afin de partager le financement de cette enveloppe d'investissements :

- financement des partenaires pour un montant de 8 à 10 milliards d'euros. Des partenariats sous la forme de sociétés communes ou d'accords de coopération ont été conclus avec les sociétés Enel en France, CGNPC en Chine et Constellation Energy aux États-Unis. Le Groupe n'exclut pas de conclure d'autres partenariats ultérieurs ;
- financement par de la « dette projets » sans recours sur le Groupe, ou à recours limité pour 12 à 15 milliards d'euros ;
- autofinancement par utilisation des *cash flows* disponibles générés par les premières centrales mises en service.

La réalisation du programme du nouveau nucléaire sur une longue période doit permettre un lissage dans le temps des besoins de financement nets :

- de 2009 à 2011, les besoins annuels sont de l'ordre de 1 milliard d'euros (en euros 2008) ;
- de 2012 à 2019, les besoins annuels sont de l'ordre de 1,5 milliard d'euros (en euros 2008) ;
- à partir de 2019, l'ensemble du programme du nouveau nucléaire génère un *cash flow* net positif.

Ces données ne prennent pas en compte le projet de développement d'un second EPR en France à Penly, ni le projet de développement du nouveau nucléaire en Italie, ces projets étant encore, à la date de dépôt du présent Document de Référence, à un stade préliminaire.

# 6.2 Présentation de l'activité du groupe EDF en France

## 6.2.1 Opérations non régulées France

Les opérations non régulées d'EDF en France, activités en concurrence, comprennent la production et la commercialisation d'électricité. EDF met en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production-achats d'énergie et de combustibles) et aval (ventes en gros - commercialisation) pour garantir la fourniture 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.

### 6.2.1.1 PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

EDF regroupe l'essentiel de ses activités de producteur d'électricité en France au sein de la Direction Production Ingénierie qui dispose 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.

Au 31 décembre 2008, la Direction Production Ingénierie comptait 36 109 salariés. Elle est organisée autour de trois grands métiers : le nucléaire, l'hydraulique et le thermique à flamme.

En outre, via son ingénierie, elle apporte ses compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe dans les trois domaines nucléaire, hydraulique et thermique à flamme (voir section 6.3 « Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international » ci-dessous).

#### 6.2.1.1.1 PRÉSENTATION GÉNÉRALE DU PARC DE PRODUCTION D' EDF

##### 6.2.1.1.1.1 Composition et caractéristiques du parc installé

Avec une puissance installée totale de 96,6 GW en France continentale[1] au 31 décembre 2008, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 15 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe continentale (soit les 24 pays abritant des membres de l'UCTE — *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* — qui comprennent notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne).

En 2008, la production du parc d'EDF a été de 478,3 TWh.

Le parc métropolitain se compose, au 31 décembre 2008, 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 et leurs auxiliaires) : ces tranches sont réparties sur 19 sites ; elles possèdent des puissances électriques variables : 34 tranches ont une puissance de 900 MW, 20 tranches ont une puissance de 1 300 MW et 4 tranches ont une puissance de près de 1 500 MW ; elles ont une moyenne d'âge de 23 ans[2] (entre 7 et 31 ans) ;
- 36 tranches thermiques à flamme en fonctionnement ayant une moyenne d'âge d'environ 30 ans pour celles en service ; à ces tranches viennent s'ajouter 4 tranches en arrêt garanti pluriannuel ;
- 447 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge d'environ 50 ans.

À cela viennent s'ajouter :

- les capacités de production éoliennes d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles ») ci-dessous) et des usines d'incinération du groupe TIRU (voir section 6.4.1.1.3 (« Autres participations dans le secteur des énergies nouvelles - groupe TIRU ») ci-dessous) ;
- 69 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHYM (69,7 % depuis le 8 janvier 2008) représentant un total de 73 MW de capacité installée en 2008 et 238 GWh de productible.

##### 6.2.1.1.1.2 Évolution de la puissance installée et de la production du parc au cours des trois dernières années

Le tableau ci-dessous présente l'évolution du parc installé au cours des trois dernières années :

1 Pour la Corse et les DOM, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes énergétiques insulaires »).

2 Moyenne arithmétique calculée à partir de la mise en service industriel.

| Parc installé [1] | au 31 décembre 2006 En MW | % | au 31 décembre 2007 En MW | % | au 31 décembre 2008 En MW | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Nucléaire | 63 130 | 65 | 63 130 | 65 | 63 130 | 65 |
| Hydraulique[2] | 20 062 | 21 | 20 069 | 21 | 20 066 | 21 |
| Thermique[3] | 13 206 | 14 | 13 032 | 14 | 13 407 | 14 |
| **TOTAL** | **96 398** | **100** | **96 231** | **100** | **96 615 [4]** | **100** |

*(1) Exprimé en MW de puissance couplée au réseau.*
*(2) Hors Corse et DOM, soit 370 MW en 2008.*
*(3) Hors Corse et DOM, soit 1 406 MW en 2008.*
*(4) Cette valeur inclut également 12 MW de capacité de production éolienne.*

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la production du parc installé d'EDF au cours des trois dernières années :

| Production | au 31 décembre 2006 En TWh | % | au 31 décembre 2007 En TWh | % | au 31 décembre 2008 En TWh | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Nucléaire | 428,1 | 88 | 418,0 | 88 | 417,6 | 87,3 |
| Hydraulique[1] [3] | 40,2 | 8 | 41,2 | 8 | 44,8 | 9,4 |
| Thermique[2] | 16,9 | 4 | 18,2 | 4 | 15,8 | 3,3 |
| **TOTAL** | **485,2** | **100** | **477,5[4]** | **100** | **478,3[4]** | **100** |

*(1) Hors Corse et DOM, soit 1,6 TWh en 2008.*
*(2) Hors Corse et DOM, soit 4 TWh en 2008.*
*(3) Production brute : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) s'élève à 6,5 TWh en 2008, ce qui conduit à une production hydraulique nette de la consommation liée au pompage de 38,3 TWh.*
*(4) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.*

### 6.2.1.1.2 ATOUTS DU PARC DE PRODUCTION

Avec une puissance installée totale de 96,6 GW en France au 31 décembre 2008, EDF détient en France continentale le parc de production le plus important d'Europe. Ce parc possède des atouts significatifs :

- **un mix de production compétitif avec de faibles coûts variables de production et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures 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, VPP, 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 utilisée 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 à flamme sont sollicités en production de semi-base et de pointe ;
- **un parc nucléaire standardisé et important dont la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie constitue un atout compétitif pour EDF.** Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à allonger la durée d'exploitation de ses centrales et à en améliorer les performances techniques ;
- **un parc produisant à plus de 95 % sans émission de $CO_2$** grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, ce qui représente un atout significatif dans un contexte réglementaire de plus en plus contraignant ; et
- **une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques** (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

### 6.2.1.1.3 PRODUCTION NUCLÉAIRE

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires constitue, au 31 décembre 2008, 87,3 % de sa production totale d'électricité. Les caractéristiques de ce parc sont détaillées ci-après.

#### 6.2.1.1.3.1 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) ;
- le palier 1 300 MW composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) ;
- le palier N4, le plus récent, composé de 4 tranches d'environ 1 500 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement réparties sur 19 sites et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2008.

La première tranche du palier 900 MW a été mise en service industriel à Fessenheim en 1978. La tranche la plus récente a été mise en service industriel à Civaux en 2002. Aujourd'hui, ce parc est fort d'un retour d'expérience équivalent à plus de 1 300 années-réacteurs (somme arithmétique des années d'exploitation des centrales REP d'EDF). Avec un âge moyen d'environ 23 ans pour une durée d'exploitation technique estimée supérieure à 40 ans, le parc nucléaire d'EDF est l'un des plus jeunes des parcs installés dans le monde.

La répartition du nombre de tranches par âge est la suivante :

- 4 tranches sont en service depuis moins de 10 ans ;
- 1 tranche est en service depuis 10 à 15 ans ;
- 11 tranches sont en service depuis 15 à 20 ans ;
- 23 tranches sont en service depuis 20 à 25 ans ; et
- 19 tranches sont en service depuis 25 à 30 ans.

EDF est propriétaire des sites des installations nucléaires, ce qui présente un

avantage pour le renouvellement du parc. En effet, EDF dispose déjà des emplacements nécessaires à la construction de nouvelles tranches.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont actuellement en cours de déconstruction.

**Contrats d'allocation de production**

EDF a développé 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. Ainsi, EDF compte, dans son parc, 5 centrales en participation (actuellement à hauteur de 1,4 GW, évoluant vers 1,6 GW avec le démarrage de Flamanville 3) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Bugey 2-3 : Electricité de Laufenbourg en Suisse (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel (12,5 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Flamanville 3 en construction : Enel (12.5 %) (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire ») pour l'accord de partenariat industriel signé avec Enel le 30 novembre 2007).

Le principe de ces contrats d'allocation de production, au niveau de chaque tranche concernée, est de mettre à disposition des partenaires — en contrepartie du règlement de leur quote-part des frais 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. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (3 têtes de série sont concernées) et assument ceux de 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 (pour un total de 2 GW) permettant aux partenaires d'EDF de bénéficier d'une quote-part de production d'électricité adossée à un parc de centrales déterminé. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel et la société belge SPE (25 %) ;
- Cattenom 3-4 : Electricité de Laufenbourg en Suisse (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

#### 6.2.1.1.3.2 Environnement, Sûreté, Radioprotection

**A. Le respect de l'environnement**

EDF entreprend des efforts importants afin de réduire le volume et l'impact des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2002, tout en étant déjà largement inférieur aux limites réglementaires, EDF a divisé par 30 les rejets liquides radioactifs (hors tritium et carbone 14). Depuis, les rejets liquides ont à nouveau été divisés par deux entre 2002 et 2008. Ces rejets ont aujourd'hui atteint un niveau plancher très bas.

Sur le plan de la gestion des déchets d'exploitation de faible et moyenne activité (déchets « FAMA »), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires. Par ailleurs, l'évacuation des déchets de très faible activité (« TFA ») vers le centre de stockage des déchets à très faible activité (« CS-TFA ») de Morvilliers de l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (l'« ANDRA ») s'effectue depuis 2004.

Pour une description du traitement des déchets nucléaires de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés — B. L'Aval ») et 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires ») ci-dessous.

Une démarche de certification ISO 14001 (voir section 6.4.3.1.2 (« Les outils de mise en œuvre du Développement Durable ») ci-dessous) a été entreprise en 2002 pour l'ensemble des unités de production nucléaire. En 2004, toutes les unités étaient certifiées. La certification a été renouvelée en 2005 et en 2008.

**B. 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 sûreté 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 mais aussi 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 1 300 années-réacteurs) ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une Recherche & Développement 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 d'ensemble, 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'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »).

EDF fait l'objet des contrôles externes suivants :

- À l'échelon national :
  - des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (environ 400 inspections par an) ;
  - un processus de réexamen décennal de sûreté a également été mis en place depuis 1990. Il vise 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. Ce référentiel de sûreté ainsi réévalué est ensuite stabilisé jusqu'au réexamen suivant. 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. Un réexamen de sûreté a été engagé dans le cadre des deuxièmes Visites Décennales des centrales 900 MW et 1 300 MW : le processus de réévaluation du référentiel de sûreté s'est terminé en 2004 pour le palier 900 MW et en 2006 pour le palier 1 300 MW. Dans les deux cas, l'ASN s'est prononcée favorablement sur la poursuite de l'exploitation des centrales par EDF jusqu'à ce qu'elles atteignent l'âge de 30 ans, date de leur troisième visite décennale, sous réserve de la réalisation sur chacune d'elles des contrôles, vérifications et modifications matérielles et documentaires résultant du réexamen de sûreté. Les deuxièmes Visites Décennales ont été réalisées à fin 2008 sur 32 centrales du palier 900 MW sur un total de 34, et sur 10 centrales du palier 1 300 MW, sur un total de 20.

  Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée d'exploitation des centrales (voir section 6.5.4.2

(« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous).

- 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'ASN et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ;
  – les visites internationales « *Peer Review* » menées par le WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté par rapport aux 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 de Sûreté qui se déroulent sur 3 semaines et impliquent environ 30 inspecteurs ;
- l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché à et nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, 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.

EDF veut atteindre, en ce qui concerne l'état de ses installations, un niveau comparable aux meilleurs exploitants mondiaux, ce qui nécessite la poursuite de l'amélioration des comportements et des pratiques sur les chantiers de maintenance, ainsi que la réalisation d'investissements ciblés sur des rénovations de locaux et de matériels. Fin 2006, le programme « *Obtenir un état exemplaire des installations* » a été engagé pour amener l'ensemble des sites nucléaires au niveau des meilleurs standards internationaux en matière de tenue des installations. Ce programme d'investissement et de maintenance porte sur un montant de l'ordre de 600 millions d'euros d'investissements répartis entre 2006 et 2011. 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 (AAR)[1] à un niveau inférieur à un par tranche[2]. L'année 2008, avec 31 AAR, est marquée par une nette amélioration par rapport à 2007 (53 AAR).

EDF est soumis à la Loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Cette Loi garantit à tout individu l'accès à l'information en ce qui concerne les impacts sur la santé et l'environnement et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

**C. Dispositif d'alerte**

En cas de situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour permettre de limiter les conséquences sur l'environnement et les populations. Pour assurer la sécurité de l'installation et la protection des populations, le dispositif s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour le niveau national et le local : il s'agit du Plan d'Urgence Interne (« PUI »), élaboré par EDF, et du Plan Particulier d'Intervention (« PPI »), 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 le risque d'actes de malveillance.

La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents, qui permettent d'assurer le bon fonctionnement de l'organisation de crise mais aussi d'améliorer son contenu, en clarifiant notamment les rôles et en validant l'ensemble des moyens matériels et humains sollicités. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la direction de l'ASN et impliquent EDF, les préfectures et les pouvoirs publics.

**D. Événements significatifs dans le domaine de la sûreté (ESS)**

Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES — *International Nuclear Event Scale*). 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) et au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

De 2002 à 2006, EDF a recensé annuellement, pour l'ensemble de son parc, au plus un événement de niveau 2 (incident assorti de défaillances importantes des dispositions de sûreté et/ou contamination importante ou surexposition d'un travailleur). Chaque année, EDF traite en moyenne un événement de niveau 1 par réacteur (anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé pour cause de défaillance de matériel, d'erreur humaine ou d'insuffisances dans les procédures).

Globalement, le nombre d'événements classés par an pour le parc nucléaire est d'environ 1 par réacteur.

En 2008, comme en 2007, aucun événement de niveau 2 ou supérieur n'a été répertorié. Le nombre moyen d'événements recensés de niveau 1 en 2008 est de 1,2 par réacteur et le nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) est de 9,2 par réacteur.

Les résultats de sûreté sur les cinq dernières années sont globalement stables.

**E. 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 2008, la dose collective moyenne est de 0,66 homme-sieverts par réacteur et par an, niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par des exploitants allemands, japonais ou américains pour des réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée. Ce résultat, proche du résultat de 2007 (0,63 homme-sieverts), est à apprécier en tenant compte du volume de travaux particulièrement élevé en 2008 (notamment lessivage des générateurs de vapeur).

EDF poursuit ses efforts afin de continuer à baisser les doses individuelles des expositions aux rayonnements au-delà de la limite réglementaire. Ainsi, en 2008, le nombre d'intervenants, salariés d'EDF et des prestataires, dont la dose individuelle sur 12 mois glissants a dépassé 16 mSv tout en restant inférieure à 20 mSv (limite réglementaire annuelle) a été au maximum de 14 personnes en octobre 2008 (20 en 2007), et ce nombre varie entre 3 et 14 personnes sur douze mois glissants ; parmi eux, aucun n'a dépassé 18 mSv.

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 Arrêt automatique et instantané de l'installation par la mise en route des protections assurant sa sécurité .

2 Pour 7 000 heures de criticité.

L'amélioration continue des résultats en radioprotection implique une élévation de la qualité de la culture de la radioprotection au même niveau que la culture de la sûreté. Cette ambition se traduit notamment par la volonté de renforcer les équipes de spécialistes de radioprotection sur le terrain en nombre et en compétences.

#### 6.2.1.1.3.3 Les performances d'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement constitué par le 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 sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont abordés par ailleurs à la section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessous. EDF cherche à accroître, toutes choses égales par ailleurs, sa production d'origine nucléaire et à diminuer les coûts d'exploitation hors combustible.

**A. Mode de fonctionnement du parc nucléaire**

##### Cycle de production

Les centrales REP alternent des cycles de production de 12 ou 18 mois et des arrêts afin que soit remplacée une fraction du combustible chargé en cœur et que soient réalisés les travaux de maintenance nécessaires.

À chaque fin de cycle de production, il y a une alternance entre deux types d'arrêts programmés :

- l'arrêt pour simple rechargement (« ASR ») durant lequel l'opération essentielle réalisée est le rechargement du combustible ; des essais périodiques et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt. Cet arrêt a généralement une durée moyenne d'environ 35 jours ;
- la Visite Partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance dont la durée moyenne est généralement de l'ordre de 55 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée moyenne de l'ordre de 90 jours pour effectuer une Visite Décennale (« VD »), lors de laquelle un contrôle approfondi des principaux composants est réalisé.

##### 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. Les variations de consommation de la clientèle finale d'EDF durant une année (été-hiver, jour-nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros en raison d'interconnexions limitées, conduisent ainsi à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalisation de la consommation en France (un facteur de l'ordre de 1,6 a été observé en 2008 entre la consommation mensuelle d'août et celle de décembre) et sa variabilité importante en hiver (une baisse de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France qui peut atteindre 2 100 MW (source : RTE-EDF Transport)) imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. Suite à la canicule de 2003, la programmation des arrêts de tranches a été revue pour réduire le nombre des arrêts en juillet-août et favoriser un maintien en production du maximum de tranches « bord de mer », dont les capacités de refroidissement sont indépendantes des conditions climatiques.

Afin de concilier les enjeux liés à la forte saisonnalisation de la consommation en France, à la disponibilité des tranches des centrales, et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc de centrales des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2008, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production de 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW et les 20 tranches du palier 1 300 MW ont un cycle de production de 18 mois ;
- les tranches du palier N4 sont en cours de transition d'un cycle de production de 12 mois vers un cycle de production d'environ 18 mois, le plein effet étant prévu à l'horizon 2010.

**B. Production et performances techniques**

La production du parc nucléaire s'élève à 417,6 TWh en 2008, un volume stable par rapport à celui de 2007.

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), encore appelé « *load factor* » (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd x Ku) :

- un coefficient de disponibilité « Kd» (énergie disponible[2] rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) ;
- un coefficient d'utilisation (énergie produite rapportée à l'énergie disponible (« Ku »)). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales, de la fourniture des services système, et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 75,3 % en 2008, est à un niveau proche de celui de 2007 (75 ,6 %). C'est la résultante d'un Kd en 2008 de 79,2 %, en retrait de 1 % par rapport à celui de 2007, compensé par la hausse de près de 1 % du Ku (95,1 %).

Deux causes techniques ont principalement impacté le niveau de production en 2008 : (i) la poursuite du traitement du colmatage des générateurs de vapeur (GV) et (ii) l'accélération des aléas rencontrés sur les stators de certains alternateurs (notamment 1 300 MW).

(i) Le phénomène de colmatage des GV a eu un impact sur le Kd de 2008 de 1,9 points. Ce phénomène avait été constaté pour la première fois à l'automne 2006 sur la centrale de Cruas. Les analyses menées par EDF au cours de l'année 2007 ont permis d'estimer l'ampleur du phénomène : il touche 15 tranches (8 tranches 1300 MW et 7 tranches 900 MW) sur les 58 du parc et nécessite un traitement par nettoyage chimique des générateurs de vapeur concernés. À la fin de l'année 2008, 9 tranches ont bénéficié d'un nettoyage de leur générateur de vapeur (4 en 2007, 5 en 2008), les 6 tranches restantes devant être traitées au cours des 2 à 3 prochaines années.

(ii) L'accélération des aléas rencontrés sur les stators de certains alternateurs a eu un impact sur le Kd de 2008 de l'ordre de 1,6 points. Parmi les 58 tranches, 48 présentent des risques de pertes d'isolement des stators d'alternateurs en raison d'une fragilité de conception. Un programme de rénovation utilisant une nouvelle technologie (STAR[3]) est engagé depuis 2005. Il consiste à rebobiner le stator sur site ou à le remplacer. À fin 2008, 13 alternateurs ont été rénovés. Le programme de rénovation se poursuit au rythme maximal de 5 stators par an (rebobinage complet ou change-

1 Les coûts d'exploitation se comprennent comme des coûts « *cash* » et se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris les 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 pas les investissements liés à la construction, les charges de déconstruction, ni les dotations aux amortissements et provisions.

2 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.

3 Mise en place à l'origine pour les tranches 1 et 2 de Civaux.

ment). Fin 2012, 35 stators d'alternateurs sur les 48 concernés devraient avoir été rénovés.

Le niveau de production a également été impacté, sur le deuxième semestre 2008, par des avaries survenues sur plusieurs pôles de transformateurs principaux. Un programme de remplacement préventif de ce matériel est en cours d'examen.

L'objectif est d'atteindre un coefficient de disponibilité de 85 % à l'horizon 2011, avec un rythme d'amélioration progressif proche de 2 % par an, en concrétisant les leviers de performance suivants :

- leviers techniques :
  - poursuite du passage à des cycles de production d'environ 18 mois au lieu de 12 mois pour les quatre tranches du palier N4, avec un plein effet prévu à partir de 2010 ;
  - résorption des aléas précités ;
- leviers s'inscrivant dans la démarche Excellence Opérationnelle et s'appuyant sur les meilleures pratiques internationales :
  - réduction du taux d'indisponibilité fortuite à l'aide d'une démarche permettant de développer une stratégie de maintenance du matériel adaptée à la criticité de chacun de ses composants. Cette démarche est initiée par une classification des composants en fonction des conséquences de leur défaillance ; le taux d'indisponibilité fortuite a été sensiblement réduit aux États-Unis suite à sa mise en place ;
  - renforcement de la maîtrise des arrêts de tranche pour réduire leur durée avec la mise en place progressive, sur 3 ans, sur chaque site, d'un Centre Opérationnel de Pilotage en continu de l'Arrêt de Tranche (COPAT). L'objectif du COPAT est de réduire la moyenne des prolongations d'arrêts, par un pilotage en continu des activités critiques de l'arrêt, et un traitement réactif des alertes techniques.

Les effets de ces leviers seront toutefois atténués par des programmes d'arrêt plus lourds dans les prochaines années en raison d'un nombre annuel plus important de visites décennales et d'opérations importantes de maintien du patrimoine en vue de garantir la prolongation de la durée d'exploitation des centrales.

#### 6.2.1.1.3.4 Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés

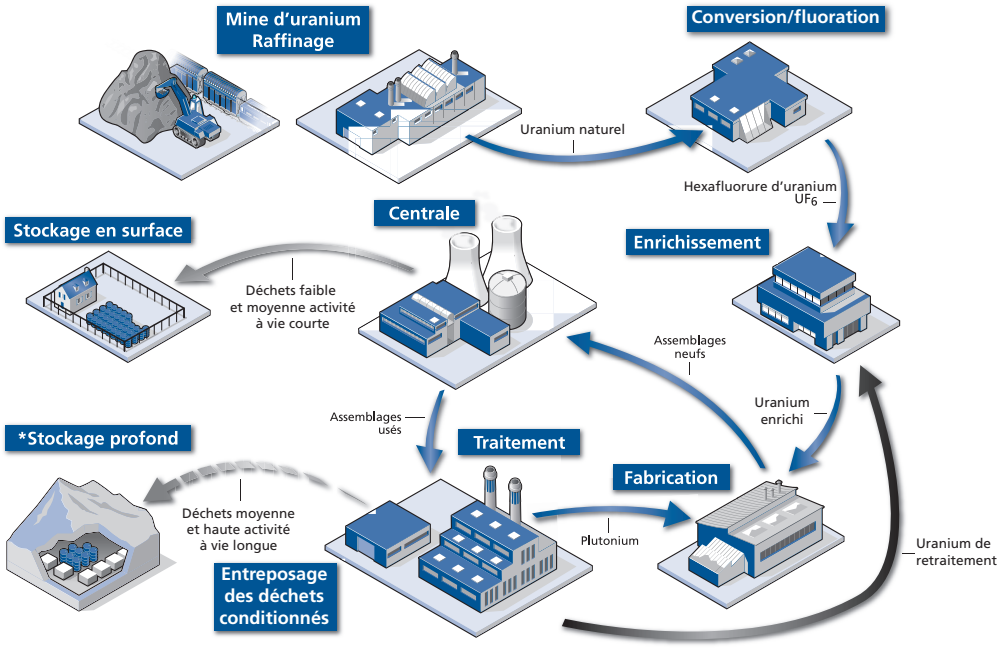
La production nucléaire française a représenté 417,6 TWh en 2008, ce qui correspond à un volume annuel d'environ 1 200 tonnes de combustibles consommés (tonnes de métal lourd, uranium enrichi et plutonium), dont environ 1 080 tonnes de combustibles $UO_2$ (uranium naturel fluoré puis enrichi), 100 tonnes de combustibles 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 : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ;
- l'aval du cycle : 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 n° 2006-739 du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (« la Loi du 28 juin 2006 »).

EDF organise la cohérence d'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires et/ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF assure les opérations du cœur du cycle et 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). EDF est propriétaire et responsable du combustible et des matières durant toutes les étapes suivantes.

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes de ce cycle :




* *En ce qui concerne le stockage profond des déchets de haute activité à vie longue, voir section « B. L'aval – Le stockage des déchets ultimes conditionnés » figurant ci-dessous.*

**A. L'amont**

Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, et gère, dans une perspective de long terme, un portefeuille de contrats.

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), EDF cherche à éviter d'avoir recours au marché de court terme en cas d'aléas de production dans les mines ou les usines du cycle. Ces stocks apportent des garanties en termes de sécurité d'approvisionnement et de prix, sur des marchés de matières et services de l'amont caractérisés par de fortes variations.

### L'approvisionnement en uranium naturel

La plus grande partie des approvisionnements en uranium d'EDF est assurée à long terme par des contrats d'une durée de 7 à 15 ans déjà signés ou par des engagements réciproques devant être confirmés à terme par des contrats définitifs (options garantissant l'accès pour la fin de période de couverture des besoins à des volumes sous conditions de négociations de prix). Cette politique d'achat a pour objectif premier de garantir la sécurité des approvisionnements d'EDF à long terme et contribue également à la couverture partielle du risque prix.

Une part importante des approvisionnements est assurée par Areva à partir de diverses sources géographiques. Depuis 2004, EDF mène une politique de diversification de ses fournisseurs permettant de renforcer les approvisionnements en provenance des zones géographiques à fort potentiel (en particulier l'Australie, le Kazakhstan et le Canada).

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.

### La fluoration (ou conversion)

Le poids financier de l'étape de fluoration est faible dans le coût du combustible.

Une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex du groupe Areva, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, Cameco au Canada et au Royaume-Uni, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

Les contrats conclus par EDF en 2007 et 2008 permettent de renforcer la couverture des besoins d'EDF en services de fluoration sur une dizaine d'années.

### L'enrichissement en Uranium 235

Une part significative des services d'enrichissement achetés par EDF provient de l'usine Eurodif (groupe Areva) qui utilise la technologie dite de la diffusion gazeuse. Le groupe Areva a décidé de remplacer l'usine actuelle Georges Besse I par une nouvelle installation (Georges Besse II), dont le démarrage est prévu en 2009, qui utilisera la technologie de l'ultracentrifugation peu consommatrice d'électricité.

EDF et Areva ont prolongé en 2007 leur relation contractuelle relative à l'utilisation de Georges Besse I jusqu'en 2010 et ont conclu en 2008 un contrat de long terme qui définit les conditions dans lesquelles EDF enlèvera une partie de la production future de Georges Besse II. Parallèlement, pour améliorer au plus tôt la compétitivité de son approvisionnement par le recours à une plus grande part des services d'enrichissement par ultracentrifugation, EDF s'est assuré, à partir de 2006, d'une couverture significative de ses besoins auprès des autres enrichisseurs du marché : Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis d'Amérique), Tenex (Russie) et USEC (États-Unis d'Amérique).

Au final, en 2008, la couverture des besoins du parc d'EDF en services d'enrichissement s'est renforcée pour atteindre l'horizon post-2020, sur la base de contrats à prix majoritairement fixes, décroissants en monnaie constante.

### La filière uranium de retraitement enrichi - URE

Cette filière permet de recycler l'uranium issu du traitement du combustible usé. Elle fournit actuellement une à deux recharges de combustible par an, qui sont chargées sur deux tranches de la centrale de Cruas. Il est prévu à court terme d'augmenter le nombre de tranches utilisant ce combustible. La quantité annuelle d'uranium de retraitement non utilisée actuellement est stockée sous forme stable de façon à pouvoir être utilisée ultérieurement, selon l'évolution du marché de l'uranium naturel.

### La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fabricants de combustibles — Areva NP et Westinghouse — ont été renouvelés début 2007 pour la période 2008-2012 pour l'ensemble des besoins et intègrent les évolutions de produits.

Le contrat conclu avec Areva NP en mars 2007 assure la part prépondérante des besoins d'EDF. Il inclut la fabrication d'assemblages MOX et URE.

### Le renforcement de la compétitivité par l'amélioration du rendement énergétique des combustibles

EDF a mis en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire sur ses différents paliers, avec l'objectif d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande. Le taux de combustion moyen de l'$UO_2$ est passé de 33 GWj/t au début des années 80 à 45 GWj/t aujourd'hui.

**B. L'aval**

EDF assume sa responsabilité concernant le devenir et le traitement de ses combustibles usés et des déchets associés. Areva est en charge du traitement et l'ANDRA, conformément aux orientations définies par la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, est en charge des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes.

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. Sur les 1 200 tonnes de combustibles déchargés annuellement des réacteurs, les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX. Les capacités de recyclage actuelles conduisent à traiter environ 850 tonnes de combustibles usés par an. Le décret autorisant EDF à introduire et utiliser du combustible MOX dans les réacteurs 5 et 6 de la centrale nucléaire de Gravelines a été publié au *Journal Officiel* du 3 novembre 2007, portant de 20 à 22 le nombre de réacteurs EDF autorisés à utiliser du MOX, ce qui ouvre la possibilité d'accroître les quantités de combustibles usés traités annuellement.

### 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 des conditions reconnues sûres sur des échelles de temps de plusieurs décennies. À l'issue d'une période de 15 ans environ après leur déchargement du réacteur, les combustibles

$UO_2$ usés sont traités à l'usine Areva NC de La Hague 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 NC relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées, pour la période 2008-2040, dans un accord-cadre signé le 19 décembre 2008, qui fait suite au protocole de 2001.

Il concerne :
- le transport des combustibles nucléaires usés depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de retraitement de La Hague et leur entreposage ;
- la séparation des matières combustibles recyclables (uranium, plutonium) des déchets de haute activité et leur conditionnement ;
- le conditionnement des déchets radioactifs extraits du combustible usé ;
- l'entreposage des déchets conditionnés dans l'attente de leur évacuation vers un centre de stockage ;
- le recyclage du plutonium sous forme de combustible MOX ;
- le recyclage de l'uranium issu du traitement sous forme de combustible URE ;
- la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixe le montant d'une soulte libératoire (voir note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008) à verser par EDF à Areva, selon un échéancier à définir avant fin 2009.

Sur la période 2008-2012, l'accord fixe les prix et les quantités des prestations mises à la charge d'Areva par EDF. Il prévoit dans ce cadre un accroissement des quantités annuelles de combustibles usés traités et de combustible MOX à respectivement 1 050 tonnes et 120 tonnes entre 2010 et 2012. Cet accord devra être décliné d'ici fin 2009 en un contrat d'application sur la période 2008-2012 et un protocole transactionnel réglant définitivement la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague.

### 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, à vie courte dans le cas contraire.

• Déchets de haute activité à vie longue (« HAVL »)

La Loi n° 91-1381 du 30 décembre 1991 a prévu des actions de recherche concernant les différentes options possibles de gestion des déchets de haute activité à vie longue et a précisément identifié trois solutions concernant le devenir de ces combustibles usés (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)) :
- la séparation - transmutation (qui consiste à séparer les éléments radioactifs à vie longue et à les transmuter en éléments à vie plus courte) ;
- le stockage en couches géologiques profondes ; ou
- l'amélioration des procédés de conditionnement et d'entreposage de longue durée.

En s'appuyant sur les travaux menés dans le cadre de la Loi du 30 décembre 1991, la Loi du 28 juin 2006 définit un programme de recherche pour la gestion à long terme des déchets de haute activité à vie longue.

Elle institue un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs et dispose que « *[…] après entreposage, les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radio-protection être stockés en surface ou en faible profondeur font l'objet d'un stockage en couche géologique profonde* ». Elle indique notamment que : « *pour assurer [...] la gestion des déchets radioactifs à vie longue de haute ou moyenne activité, les recherches et études relatives à ces déchets sont poursuivies [...] et notamment le stockage réversible en couche géologique profonde […] en vue de choisir un site et de concevoir un centre de stockage, de sorte que la demande de son autorisation [...] puisse être instruite en 2015 et, sous réserve de cette autorisation, le centre mis en exploitation en 2025* » (pour plus de précisions concernant la Loi du 28 juin 2006, voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires ») ci-dessous).

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL qui assure un conditionnement de très haute qualité, sous un volume réduit. L'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation du parc uranium naturel graphite gaz (« UNGG ») et à 40 années d'exploitation du parc REP actuel, représentera un volume d'environ 6 700 $m^3$. Dans l'attente des décisions à prendre sur le stockage en couches géologiques profondes dans le cadre de la Loi du 28 juin 2006, les déchets HAVL conditionnés sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques.

• Déchets de moyenne activité à vie longue (« MAVL »)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) également issus du traitement du combustible usé représentent des déchets de structure activés. À la différence des HAVL, ces déchets ne dégagent pas de chaleur et constituent des déchets MAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. D'autres déchets MAVL sont produits par la recherche ou l'industrie du cycle du combustible. Le volume total, pour la part EDF, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation du parc uranium naturel graphite gaz et ceux issus des 40 années de référence d'exploitation du parc REP actuel, représentera environ 37 000 $m^3$. Ils se prêtent à un stockage plus rapide que les déchets HAVL, l'absence de dégagement de chaleur n'entraînant pas la nécessité d'un entreposage long pour refroidissement avant stockage.

De même que les déchets HAVL, les déchets MAVL sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques, dans l'attente des décisions sur le stockage en couches géologiques profondes qui seront à prendre dans le cadre de la Loi du 28 juin 2006.

• Déchets de faible et très faible activité (« FA » et « TFA »)

Les déchets FA à vie courte (« FAVC ») proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.). Ils sont stockés en surface au Centre de Stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA, conçu pour les déchets de Faible et Moyenne Activité (CS FMA).

Les déchets FA à vie longue (« FAVL ») proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés). Des solutions de stockage sont à l'étude (voir section 6.2.1.1.3.2 (« Environnement, Sûreté, Radioprotection — A. Le respect de l'environnement ») ci-dessus), et l'ANDRA a lancé en 2008 une recherche de sites (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires » — « 1. La déconstruction des centrales de 1ère génération arrêtées ») ci-dessous).

Les déchets TFA sont des déchets dont la radioactivité est comparable à la radioactivité naturelle. Provenant principalement de la déconstruction des installations nucléaires, ce sont surtout des gravats (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ces déchets sont stockés en surface au Centre de stockage de Morvilliers (CS-TFA) géré par l'ANDRA.

### 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 32.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008), qui couvrent la gestion des

combustibles usés (y compris le combustible engagé en réacteur et non encore irradié) et la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Pour évaluer les coûts de gestion future des déchets de moyenne et haute activité à vie longue issus du traitement des combustibles usés, EDF a retenu l'hypothèse d'un stockage géologique profond des déchets, en conformité avec la Loi du 28 juin 2006 qui a défini comme solution de référence le stockage de ces déchets en couche géologique profonde.

Pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL), issus de la déconstruction des centrales arrêtées, les provisions sont établies par EDF, à partir des calendriers prévisionnels de production de ces déchets et des hypothèses de coûts relatives aux modalités de stockage définies par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte peut être déterminé sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA, pour l'exploitation des centres de stockage existants. Seuls les coûts d'évacuation et de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales sont provisionnés, les charges relatives aux déchets d'exploitation étant traitées en charges annuelles.

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2008 sont établies conformément aux prescriptions de la Loi du 28 Juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007.

#### 6.2.1.1.3.5 Préparation de l'avenir du parc nucléaire

EDF estime que le nucléaire constitue à ce jour une réponse durable et économiquement efficace aux besoins énergétiques futurs, dans un contexte d'épuisement des ressources fossiles ; en effet, les réserves mondiales prouvées d'énergies fossiles sont limitées, sur la base de la consommation actuelle, à environ 40 ans pour le pétrole, 60 ans pour le gaz naturel et 144 ans pour le charbon (AIE — *World Energy Outlook 2008*). Selon les mêmes sources, les réserves d'uranium estimées se montent à une centaine d'années au niveau de production nucléaire actuel. Le développement de réacteurs de nouvelle génération (dits de 4e génération, voir ci-après) permettrait de diviser de façon significative la consommation d'uranium naturel et de porter le niveau de ces réserves énergétiques à plusieurs milliers d'années. Par ailleurs, l'énergie nucléaire présente l'avantage de ne pas émettre de gaz à effet de serre.

La Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (la « LPOPE ») (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)), a prévu l'engagement rapide d'un réacteur EPR en France, confirmant le maintien de l'option nucléaire. Pour EDF, la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur trois axes stratégiques :

- l'allongement de la durée d'exploitation des centrales nucléaires au-delà de 40 ans ;
- la préparation du renouvellement du parc nucléaire, avec le développement d'une tranche EPR tête de série ;
- l'augmentation de la capacité de production du parc existant, avec la mise à l'étude d'une augmentation de puissance des 20 tranches 1 300 MW, ainsi qu'un projet d'augmentation de la puissance des rotors basse pression d'une partie des tranches 900 MW ; l'ensemble pourrait conduire, progressivement à partir de 2015, à une augmentation totale du productible comprise entre 8 et 15 TWh.

**A. Durée d'exploitation du parc REP d'EDF**

En 2009, commenceront les troisièmes visites décennales du palier 900 MW (une sur la tranche de Tricastin 1 et une sur la tranche de Fessenheim 1). Le référentiel correspondant a été analysé par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) au cours des dernières années et notamment en 2008. Sans préjuger de l'avis qui sera rendu *in fine* par l'autorité de sûreté, EDF est confiant dans l'obtention de l'autorisation de fonctionnement à 40 ans des tranches de ce palier.

EDF a pour objectif d'allonger significativement la durée d'exploitation de son parc au-delà de 40 ans, en cohérence avec la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue (États-Unis, Japon, Suède, Suisse, etc.). À cette fin, EDF a déjà engagé des plans d'action industriels et de Recherche & Développement. Des solutions sont étudiées pour faire face à l'obsolescence de certains composants (notamment pour la cuve du réacteur et les enceintes de confinement, considérées comme non remplaçables) et pour renouveler certains gros équipements.

En 2009, EDF présentera à l'ASN le contenu du référentiel de sûreté pour un fonctionnement du parc au-delà de 40 ans. Dans l'hypothèse où ce référentiel serait approuvé par l'ASN, il sera mis en place à l'occasion des quatrièmes visites décennales des tranches du palier de 900 MW et des troisièmes et quatrièmes visites décennales des tranches du palier de 1 300 MW. Les investissements correspondants sont estimés à environ 400 millions d'euros 2008 par tranche, qui s'étaleront sur une vingtaine d'années à partir de la prochaine décennie.

18 tranches nucléaires auront 40 ans de durée d'exploitation entre 2015 et 2020. L'arrêt de ces tranches impliquerait des investissements majeurs dans de nouvelles tranches nucléaires. Un allongement de 10 à 20 ans de la durée d'exploitation du parc nucléaire actuel permettrait donc :

- de repousser les flux financiers associés aux décisions d'investissement dans ces centrales neuves au-delà de 2025 ; et
- de lisser dans le temps les mises en services de centrales neuves, ce qui présente un intérêt industriel.

**B. L'*European Pressurized water Reactor* (« EPR ») et les enjeux associés**

##### 1. EPR : un enjeu industriel majeur

Dans l'attente de la mise au point industrielle des réacteurs de nouvelle génération (4e génération : réacteurs rapides à sodium, réacteurs à haute température à gaz, réacteurs rapides refroidis au gaz ou au plomb-bismuth, etc.) qui n'apparaîtront pas de façon industrielle sur le marché avant les années 2040-2045, la plupart des grands pays ou constructeurs nucléaires mettent au point des réacteurs de génération intermédiaire (générations 3 et 3+) qui constituent une amélioration (en matière de coût et de sûreté) par rapport aux réacteurs actuels et qui seront disponibles sur le marché à plus court terme, tels que l'AP1000 de Westinghouse, l'ESBWR de General Electric et l'EPR.

EDF a fait le choix de s'appuyer sur la technologie EPR pour préparer l'avenir de la production d'électricité d'origine nucléaire. Ce réacteur est issu de l'expérience conjointe de l'exploitation des deux plus grands parcs nucléaires européens — les parcs français et allemand — et son référentiel de sûreté a été examiné par les autorités de sûreté allemande et française.

Dans le contexte de renouvellement du parc de production européen, EDF souhaite conserver l'avance technologique qu'il a su bâtir dans les années 1970 et 1980, avec le développement d'un parc nucléaire standardisé et industriellement maîtrisé.

Le projet de Flamanville 3 permet à EDF d'être prêt au plan industriel pour la construction de nouveaux réacteurs en France et à l'étranger, en cohérence avec sa stratégie de développement du nucléaire à l'international (voir section 6.1 (« Stratégie »)) :

- en maîtrisant un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- en disposant d'une organisation industrielle opérationnelle, mise en œuvre lors de la construction du premier modèle ;
- en acquérant l'expérience d'exploitation suffisante d'une tête de série, avant de mettre en chantier une éventuelle série.

## 2. Le projet industriel « EPR »

L'EPR est un réacteur d'environ 1 600 MW développé depuis le début des années 90 par Areva NP (groupe Areva 66 % et Siemens 34 %) en partenariat avec EDF et les électriciens allemands qui ont participé au financement du développement et ont apporté le savoir-faire technique résultant de l'exploitation de leur parc nucléaire.

L'EPR appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée actuellement en service en France. Déjà analysé par les autorités de sûreté, il bénéficie des avancées technologiques et opérationnelles des réacteurs français et allemands les plus récents.

L'ampleur du projet industriel EPR répond ainsi à des objectifs ambitieux en matière de :
- sûreté ;
- protection de l'environnement ;
- performances techniques et économiques ;
- organisation optimisée de la maîtrise d'œuvre de cette tranche nucléaire.

*La sûreté*. Le développement du nouveau type de réacteur EPR est l'occasion pour EDF de renforcer encore la sûreté de son parc nucléaire en réduisant encore plus la probabilité d'occurrence d'un accident grave et en limitant encore plus les conséquences potentielles. Ces enjeux de sûreté ont été retenus dès la conception du réacteur.

*La protection de l'environnement*. Le projet EPR s'inscrit dans la démarche EDF d'acteur de la protection de l'environnement en améliorant sensiblement ses performances par rapport au parc actuel dans une logique de progrès continu bénéficiant du retour d'expérience.

*Objectifs environnementaux, techniques et économiques*. Par rapport aux tranches actuelles, le projet EPR a ainsi pour objectifs principaux de :
- réduire le volume de déchets et de rejets radioactifs ;
- viser, au niveau de la radioprotection, une dose annuelle collective deux fois moins importante que le résultat moyen actuel des tranches en exploitation en France ;
- augmenter la disponibilité à 91 % grâce à certains principes de conception issus des réacteurs allemands qui permettent le fonctionnement des tranches tout en effectuant des opérations de maintenance ; et
- disposer d'une durée d'exploitation technique de 60 ans.

L'EPR devrait en outre permettre de réaliser des économies sur les dépenses d'exploitation par kW et par kWh, grâce à ses performances techniques et à l'effet de taille constaté aujourd'hui entre les paliers REP 900 et REP 1 300.

*Une ingénierie « architecte-ensemblier »*. Pour le renouvellement de son parc, EDF souhaite conserver la maîtrise directe :
- 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 ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Cette maîtrise définit le rôle d'architecte ensemblier et correspond à la position adoptée par EDF lors du développement, de la rénovation ou de la déconstruction de ses actifs de production, et s'appuie sur ses compétences internes d'ingénierie.

La compétence d'ingénierie intégrée au groupe EDF est par ailleurs un atout important pour la maîtrise, dans la durée, des performances et de la sûreté de ses actifs de production nucléaire, hydraulique et thermique.

## 3. État d'avancement du projet Flamanville 3

*Phase de lancement*. En octobre 2004, le Conseil d'administration d'EDF a décidé d'engager le processus de construction d'une tranche nucléaire EPR en France à Flamanville.

Un débat public a été organisé et animé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet de construction d'une tête de série EPR.

Le décret d'autorisation de création de l'installation nucléaire Flamanville 3 est paru au *Journal Officie*l du 11 avril 2007. Le permis de construire principal a été délivré le 24 avril 2007.

Certaines des autorisations obtenues font l'objet de recours contentieux par des associations (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et d'arbitrage »)).

*Études de réalisation*. Les études de conception sont terminées. Les études de réalisation se poursuivent afin d'assurer le bon déroulement de la construction sur site et les instructions nécessaires au futur démarrage de l'installation en 2012.

*Contrats de fourniture et de travaux*. À fin 2008, EDF a attribué environ 150 contrats, représentant près de 99 % du montant total. Les 6 contrats de travaux les plus importants (chaudière, salle des machines, génie civil, contrôle commande, tuyauterie, installation électrique) représentent environ 70 % du budget du projet. L'ensemble des principaux contrats, à l'exception du contrat chaudière conclu avec Areva, a été attribué à la suite d'appels d'offres internationaux.

*Travaux sur site*. Les travaux préparatoires à la construction de la centrale, essentiellement de terrassement et de réalisation d'ouvrages enterrés (galeries, murs de soutènement, etc.), ont été achevés fin 2007 ; le premier béton a été coulé début décembre 2007 comme prévu et a marqué le début de la construction des bâtiments industriels de la centrale. L'achèvement des travaux de génie civil est prévu mi-2011. Les travaux électro-mécaniques commenceront en 2009 et devraient s'achever en 2011. Le démarrage est prévu en 2012.

En 2008, les travaux de génie civil sur les différentes parties de l'installation se sont poursuivis. Le radier[1] des bâtiments de l'îlot nucléaire est achevé. Suite à la détection par l'ASN d'un écart dans le nombre d'épingles de ferraillage sur une zone d'un bâtiment de sauvegarde, EDF a renforcé la surveillance des processus de bétonnage et de mise en place des aciers de ferraillage. Les opérations de bétonnage ont été suspendues pendant un mois environ afin de proposer des améliorations d'organisation à l'ASN, pour une reprise le 20 juin 2008. Par ailleurs, des propositions d'optimisation des quantités d'acier à mettre en place ont été proposées par EDF et acceptées par l'ASN afin de faciliter les opérations de coulage du béton.

Par ailleurs, les travaux de creusement du puits à terre, qui font partie des ouvrages de rejet en mer, ont connu un rythme sensiblement plus lent que prévu. EDF a pris la décision, en octobre 2008, d'opter pour un nouveau procédé de creusement de la galerie de rejets en mer à l'aide d'un tunnelier. Cette solution, plus adaptée à la nature des terrains rencontrés doit permettre de garantir la tenue du planning en assurant les meilleures conditions de sécurité et de qualité de réalisation.

*Coût et compétitivité de l'EPR*. Le coût d'investissement du réacteur EPR à Flamanville 3 avait été estimé en 2006 à 3,3 milliards d'euros (en euros 2005[2]). Ce coût a été réévalué en 2008 à 4 milliards d'euros, aux conditions économiques de 2008. Cette réévaluation prend en compte l'inflation PIB des années 2006 à 2008, l'effet des indices de prix prévus dans

1 Partie du bâtiment réacteur située immédiatement au-dessus des fondations.
2 C'est-à-dire aux conditions économiques de l'année mentionnée.

les contrats, les évolutions techniques, réglementaires et de périmètre du projet, ainsi que le réajustement des provisions pour aléas.

Cette réévaluation représente une hausse de l'ordre de 20 %, à comparer à une hausse estimée par EDF à environ 45 % pour les cycles combinés à gaz et à 55 % pour les centrales au charbon. Cela confirme la compétitivité de l'EPR de Flamanville 3 en comparaison aux cycles combinés à gaz et aux centrales au charbon.

En 2006, EDF avait estimé le coût complet de production[1] de Flamanville 3 à 46 euros/MWh (en euros 2005). Ce coût a été réévalué en 2008 à 54 euros/MWh (en euros 2008). Par ailleurs, EDF estime actuellement, sur la base d'hypothèses basses sur le coût des combustibles et du $CO_2$, que le coût de production pour une nouvelle installation de type cycle combiné à gaz fonctionnant en base est a minima de 68 euros/MWh (en euros 2008) et pour une centrale thermique au charbon de 70 euros/MWh (en euros 2008). L'EPR de Flamanville 3 devrait donc délivrer une énergie de base compétitive, utile pour faire face aux évolutions de la demande.

*Deuxième EPR en France*. Le 3 juillet 2008, le Président de la République a annoncé la construction en France d'un deuxième réacteur nucléaire de type EPR, dont la réalisation sera assurée par EDF. Le 1er avril 2009, le Conseil d'administration d'EDF a donné son accord pour engager le processus devant aboutir à la construction d'une tranche nucléaire de type EPR sur le site de Penly en Seine-Maritime. EDF réalisera cet équipement dans le cadre d'une société de projet dont il aura la majorité. GDF Suez sera associé à ce projet ; d'autres partenaires seront invités à y participer.

EDF estime, qu'en fonction de la tension sur le marché des équipements, le coût complet de production d'un deuxième EPR serait compris entre 55 et 60 euros/MWh (en euros 2008). EDF considère que le nucléaire s'inscrit ainsi durablement comme un moyen de production compétitif.

*Partenariat industriel*. Au titre d'un accord de coopération signé le 30 novembre 2007, EDF et Enel ont défini les conditions d'un partenariat industriel sur le nucléaire :

- Enel participe financièrement au projet Flamanville 3 à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction et d'exploitation, ainsi que des coûts de déconstruction et de gestion à long terme des déchets nucléaires ;
- Enel reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de Flamanville 3 sur la durée de son exploitation, livrée en France sur le réseau de transport RTE-EDF Transport ;
- EDF est l'exploitant nucléaire de Flamanville 3, assume en conséquence la responsabilité ultime nucléaire et prend, *in fine*, toutes les décisions ;
- Enel a la possibilité de détacher des ingénieurs au sein des équipes en charge du projet puis des équipes d'exploitation de Flamanville 3 dans le but d'acquérir les compétences nucléaires souhaitées par Enel.

Enel dispose des options pour investir dans les cinq tranches EPR suivantes éventuellement réalisées en France par EDF, dans les mêmes conditions que pour la tête de série de Flamanville.

Pour pouvoir exercer ces options, Enel devra proposer à EDF de participer, dans les mêmes conditions, aux projets nucléaires de technologie EPR susceptibles d'être engagés en Italie ou en Europe ou, à défaut, dans d'autres projets d'investissement de même nature.

Préalablement à la réalisation effective de ces investissements, Enel a la possibilité d'acquérir progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.

En outre, un *Memorandum of Understanding* a été signé avec Enel concernant les moyens de production thermique à flamme (voir section 6.2.1.1.5 (« Production thermique à flamme (« THF ») »)).

Dans la continuité de l'accord de coopération du 30 novembre 2007, deux *Memorandum of Understanding* ont été signés le 24 février 2009 par EDF et Enel.

Le premier définit les conditions de coopération entre EDF et Enel pour le développement du secteur nucléaire en Italie, en prévoyant la création d'un consortium à 50/50 entre EDF et Enel, chargé de réaliser les études de faisabilité pour le développement d'au moins 4 réacteurs de technologie EPR en Italie.

Le second prévoit d'étendre la participation d'Enel dans le nouveau programme nucléaire français et de l'associer à la construction et à l'exploitation du deuxième réacteur EPR, avec une participation de 12,5 % identique à celle de Flamanville, selon les termes de l'accord du 30 novembre 2007.

#### 6.2.1.1.3.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume l'entière responsabilité, financière et technique, de la déconstruction de ses centrales. Pour EDF, les enjeux sont de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

La déconstruction de centrales nucléaires comporte trois niveaux, selon une typologie définie en 1980 par l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) :

- Niveau 1 : arrêt de la centrale, déchargement du combustible, vidange des circuits (99,9 % de la radioactivité est éliminée), puis mise à l'arrêt définitif : démontage d'installations non nucléaires définitivement mises hors service, accès limité ;
- Niveau 2 : démontage des bâtiments non nucléaires et des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, conditionnement et évacuation des déchets vers les centres de stockage, isolement – confinement – mise sous surveillance de la partie entourant le réacteur ;
- Niveau 3 : démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et équipements encore radioactifs, la surveillance n'est plus nécessaire. À l'issue de ces opérations, le site peut être réutilisé pour un usage industriel.

En pratique, les opérations conduisant aux niveaux 1 puis 2 sont effectuées à la suite l'une de l'autre sur une durée de l'ordre de 10 ans après l'arrêt de production du réacteur. Une période d'attente entre la fin des opérations conduisant au niveau 2 et le début de celles conduisant au niveau 3 est possible pour permettre la décroissance radioactive des matériaux irradiés. Cette période d'attente est de durée variable, en fonction des intérêts comparés entre la décroissance radioactive et la durée de surveillance des installations, et peut dépendre de la réutilisation envisagée pour le site. À l'issue de cette période d'attente, la durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix à quinze ans.

**1. La déconstruction des centrales de 1ère génération arrêtées**

Concernant les centrales à l'arrêt (un REP : Chooz A, un réacteur à eau lourde : Brennilis, le réacteur à neutrons rapides de Creys-Malville et les six réacteurs de la filière UNGG), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement d'ici environ 2035, suite au décalage de la date de mise en service du stockage graphite par l'ANDRA qui induit un décalage du programme UNGG correspondant. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils resteront placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Concernant les centrales REP, certaines options de déconstruction, relatives notamment au calendrier, n'ont pas à ce jour été définitivement décidées.

1 Somme actualisée des charges prévisionnelles exprimées en euros constants par MWh, incluant les coûts de construction, les intérêts intercalaires, les frais de déconstruction, les coûts d'exploitation et de maintenance, les taxes et les coûts des combustibles y compris les charges relatives à l'aval du cycle.

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

Le cadre réglementaire de la déconstruction a été établi et le processus d'autorisation est finalisé depuis 2003. Il se caractérise par un décret d'autorisation unique, après avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, permettant la déconstruction totale, ainsi que par des rendez-vous clés avec l'ASN et un processus d'autorisation interne de l'exploitant entre chaque rendez-vous, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Le décret de démantèlement de Bugey 1 est paru au *Journal Officiel* le 20 novembre 2008.

Concernant la centrale de Brennilis, EDF a déposé auprès de l'Autorité de Sûreté Nucléaire un nouveau dossier de demande d'autorisation de déconstruction fin juillet 2008. L'enquête publique devrait avoir lieu début 2009 et le décret est attendu pour fin 2009. Ce nouveau dépôt fait suite à la décision du Conseil d'État du 6 juin 2007 d'annuler le décret autorisant EDF à procéder à la déconstruction totale du réacteur. Cette annulation a été motivée par l'absence de mise à disposition du public d'une étude d'impact des travaux de déconstruction de la centrale. Suite à cette décision, EDF avait pris dès 2007 les dispositions nécessaires afin de garantir la mise en sécurité des installations pendant l'interruption des travaux de déconstruction.

Par une convention signée en décembre 2008, EDF et le CEA ont rationalisé leurs rôles respectifs concernant les sites de Brennilis et de Phénix. EDF et le CEA sont devenus, par cet accord, entièrement responsables à la fois au plan technique et au plan financier sur, respectivement, les sites de Brennilis et de Phénix ce qui clarifie la conduite opérationnelle des projets. La déconstruction des neuf centrales nucléaires de première génération d'EDF à l'arrêt produira environ 1 000 000 de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de gravats non radioactifs et aucun déchet de haute activité. Les 20 % restant correspondent à des déchets de très faible à moyenne activité, dont environ 2 % de déchets nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage graphite.

Ces filières d'évacuation des déchets sont en cours de mise en œuvre :

- le projet d'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés qui a été lancé sur le site de Bugey. L'enquête publique réalisée à l'été 2006 a reçu un avis favorable. L'instruction technique est en cours par l'ASN. Le Groupe Permanent s'est réuni le 19 novembre 2008 et le décret est attendu pour fin 2009. Le contrat pour la conception et la réalisation de l'Installation a été notifié et les études d'APD (Avant-Projet Détaillé) sont en cours d'achèvement. Le démarrage est prévu fin 2012.
- le Centre de Stockage des déchets FAVL est inscrit dans la Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Suite à la recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008, plusieurs collectivités locales ont manifesté leur intérêt. Le planning actuel de l'ANDRA prévoit une mise en service du stockage à l'horizon 2019[1].

**2. Les coûts de déconstruction et les actifs constitués pour la couverture des engagements de long terme**

### Les coûts de déconstruction

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, la sécurité du site (voir note 32.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008). Les montants ainsi provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3.

Dans le cas des réacteurs de la filière REP, les provisions sont constituées sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 306 euros (2008)/kW[2] installé, soit environ 15 % du coût complet d'investissement de la partie nucléaire des installations. Cette estimation des coûts de déconstruction (y compris la gestion à long terme des déchets), initialement évaluée par la Commission PEON (1979), a été confirmée par des études détaillées effectuées en 1999 à partir d'un exemple représentatif : le site de Dampierre (site comportant quatre réacteurs). Cette estimation détaillée des coûts de déconstruction sera réactualisée par EDF d'ici 2010. Par ailleurs, une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. EDF se situe environ 25 % au-dessus des estimations réalisées pour les centrales espagnoles et 15 % au-dessous des estimations réalisées pour les centrales allemandes. Pour ce dernier pays, l'écart avec l'évaluation d'EDF s'explique par une politique différente pour la gestion des déchets TFA, FAVL et MAVL (retraitement et entreposage en Allemagne - stockage en France).

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont différents les uns des autres et l'estimation des charges de déconstruction a été réalisée réacteur par réacteur.

### 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.

L'accord-cadre EDF-Areva signé fin 2008 précise le montant de la soulte libératoire à verser par EDF pour sa quote-part dans la déconstruction des installations de La Hague, opération dont le principe était acquis dès 2003 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») et note 32.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008). De même, les accords conclus avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des deux parties, comme indiqué ci-dessus (voir note 32.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008).

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

Conformément à une décision du Conseil d'administration d'EDF de juin 1999, des actifs dédiés ont été progressivement constitués par EDF à compter de l'exercice 2000 au moyen de dotations annuelles. Ils représentaient au 31 décembre 2008 une valeur de marché de 8 658 millions d'euros (voir note 25.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008).

Conformément à la réglementation, les engagements d'EDF devant être couverts par les actifs dédiés concernent :

- la déconstruction des centrales nucléaires du parc REP en exploitation et des centrales à l'arrêt (10,4 milliards d'euros au 31 décembre 2008) (voir note 32.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008) ;
- l'évacuation et le stockage définitif des déchets (6,2 milliards d'euros au 31 décembre 2008, voir note 32.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008) ; conformément à l'arrêté du 21 mars 2007, ce montant couvre également la gestion à long terme des combustibles non recyclables dans le parc existant qui ne figurait que partiellement dans l'assiette initiale décidée par le Conseil d'administration du 5 septembre 2005 et les déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires qui ont été dissociés du montant de la déconstruction, conformément aux attentes du législateur ; et

1 Document « Un centre de stockage pour les déchets radioactifs de faible activité (FA-VL) », disponible sur le site Internet de l'ANDRA (www.andra.fr).

2 Contre 300 euros (2007)/kW et 294 euros (2006)/kW.

- la gestion du combustible usé et le stockage des déchets relatifs à la partie non consommée du dernier cœur des centrales (0,3 milliard d'euros au 31 décembre 2008) (voir note 32.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008).

Certaines provisions ont été exclues de l'assiette des actifs de couverture à constituer, car elles correspondent à des charges considérées comme relevant directement du cycle d'exploitation (arrêté du 21 mars 2007).

Il s'agit principalement de la provision pour gestion du combustible usé. Cette provision fait l'objet de dotations et de reprises chaque année et peut être assimilée à un élément du cycle d'exploitation, au même titre que d'autres éléments (stock de combustible par exemple).

Par ailleurs, la quote-part du démantèlement des installations de tiers n'est pas incluse dans les actifs dédiés d'EDF, car ils doivent être constitués par l'exploitant de ces installations.

Enfin, la quote-part de la provision pour dernier cœur correspondant à la non-utilisation du stock de combustible se trouvant dans le réacteur lors de son arrêt définitif d'un montant de 1,4 milliard d'euros au 31 décembre 2008, est par définition déjà financée, et n'est pas à inclure dans les engagements.

La dotation au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF au titre de l'exercice 2008 s'élève à 1 785 millions d'euros (voir note 32.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008). Le Conseil d'administration d'EDF du 5 septembre 2005 avait décidé d'effectuer, sur la période 2007-2010, un versement de 2,35 milliards d'euros (exprimés en euros 2005) pour chacune des quatre années composant cette période. La prise en compte du nouveau périmètre défini par les textes réglementaires publiés en 2007 en application de la Loi du 28 juin 2006 ayant majoré le montant de l'assiette de 0,9 milliard d'euros, la dotation annuelle au portefeuille d'actifs dédiés pour la période 2008-2010 a été réévaluée en mai 2008 à 2,78 milliards d'euros (exprimés en euros 2008). Compte tenu des conditions de marché la dotation au portefeuille d'actifs dédiés a été suspendue à compter du mois de septembre 2008. Les dotations seront reprises dès que les conditions de marché seront stabilisées. Elles seront alors ajustées afin de respecter la contrainte réglementaire de couverture du passif par le portefeuille au plus tard à fin juin 2011.

### 6.2.1.1.4 PRODUCTION HYDRAULIQUE

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques a représenté, en 2008, 9,4 % de sa production totale d'électricité.

#### 6.2.1.1.4.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 447 centrales :
- environ 10 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 50 % de la production totale ;
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent environ 10 % de la production totale.

L'âge moyen du parc est d'environ 50 ans et 25 % des installations ont plus de 75 ans.

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 DOM et Corse), soit 20 % du parc d'EDF, pour une énergie productible (c'est-à-dire pour une hydraulicité moyenne) annuelle d'environ 45 TWh, contribuant à placer la France au rang de premier producteur d'électricité renouvelable de l'Union Européenne.

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 qui sont capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en « base » ou « pointe », et qui offrent des leviers d'optimisation de par leur souplesse d'utilisation :
- les aménagements au « fil de l'eau », comme sur le Rhin, ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment. Ils représentent une puissance totale de 3,7 GW et un productible de 17,2 TWh ;
- EDF dispose d'une usine marémotrice, sur la Rance : elle utilise le mouvement ascendant et descendant de la marée pour créer le dénivelé indispensable à la production d'énergie, fournissant de cette manière de l'électricité de manière très régulière. Cette usine représente une puissance totale de 240 MW et un productible de 500 GWh ;
- les éclusées font intervenir une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinée à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée, pour couvrir les pointes de demande. Elles représentent une puissance totale de 3,3 GW et un productible de 10,1 TWh ;
- les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) se composent d'un bassin amont et d'un bassin aval. L'eau est pompée du bassin aval vers le bassin amont en période de faible consommation, 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). Elles représentent une puissance totale de 4 200 MW qui a permis ces dernières années d'une part le pompage d'environ 7 TWh et le turbinage d'environ 5 TWh, et d'autre part, une production moyenne de 1,4 TWh, grâce aux apports naturels d'eau dans le bassin supérieur de certaines STEP ;
- les aménagements de « lacs » situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif central et Pyrénées) représentent une puissance totale de 8,8 GW et un productible de 16,0 TWh. Ils sont utilisés pour leur grande capacité de stockage de saison à saison. Ils peuvent ainsi, en fonction de la demande, profiter des périodes propices pour remplir leur réservoir et être disponibles en période de forte consommation ou pour garantir l'équilibre du système électrique. Pour assurer l'équilibre et l'optimisation de son portefeuille d'actifs amont/aval en France, EDF dispose ainsi, par l'intermédiaire de leur capacité de stockage, d'une valeur optionnelle sur une trentaine d'installations de « lacs » significatives.

#### 6.2.1.1.4.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est l'ensemble des dispositions prises lors de la conception et de la gestion des aménagements hydroélectriques et a pour objectif de maîtriser les risques que la présence ou le fonctionnement des aménagements hydrauliques créent pour les personnes, les biens et l'environnement (voir section 4.1.2.2 (« Gestion du risque de sûreté hydraulique »)). Elle comporte trois activités principales :
- la maîtrise des variations de niveaux ou de débits 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'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE). 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 réguliè-

rement un diagnostic sur la santé 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.

Enfin, pour chacun des 150 grands barrages, un *check-up* complet est réalisé tous les dix ans, assorti d'une vidange ou d'une inspection de la structure avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DRIRE et STEEG – Service Technique de l'Énergie Électrique et des Grands Barrages, au sein du Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi). En 2008, EDF a réalisé 14 visites décennales sur ces ouvrages.

La sûreté hydraulique est une priorité absolue dans le domaine de la production hydraulique, à l'origine d'une évolution en profondeur des pratiques et des politiques d'exploitation au cours des dernières années. Elle constitue un élément déterminant pour orienter les décisions en matière de maintien du patrimoine.

#### 6.2.1.1.4.3 La performance du parc de production

**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 de ses centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les 100 centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF (14 000 MW), représentant plus de 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis 4 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**

L'année 2008 a été une année à hydraulicité normale. La production d'électricité d'origine hydraulique (hors déduction de 6,5 TWh de consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage) a été de 44,8 TWh. Sujette aux aléas de la ressource en eau, la production hydraulique varie suivant les années.

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel la centrale est disponible à pleine puissance, s'est établie en moyenne à environ 92 % au cours des dernières années.

En 2008, cette disponibilité a été de 89 %, en raison de travaux de maintenance programmée (prévus pour améliorer dans la durée le fonctionnement du parc) plus importants que les années précédentes. Pour l'année 2008, l'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF provient pour 9 à 10 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) et pour 1 à 2 % de prolongements de travaux et d'avaries (indisponibilité fortuite).

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 les centrales, est supérieur à 99 % depuis plusieurs années, dans un contexte d'augmentation significative de la sollicitation des ouvrages de production hydraulique.

Dans la continuité de la démarche initiée en 2005 pour l'identification des risques de défaillances par famille de matériel et dans un contexte marqué par quelques avaries ayant entraîné l'indisponibilité d'installations sur du moyen terme (barrage de Tuilières en Dordogne, etc.), EDF a décidé en 2006 d'engager un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages pour un montant global de 560 millions d'euros sur la période 2007-2011 afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver les performances techniques de son parc dans la durée.

Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé Sûreté et Performance de l'Hydraulique « SuperHydro » d'une durée de 5 ans entraînera, transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités programmées plus conséquentes que celles enregistrées ces dernières années.

Le programme a démarré en 2007 et son avancement est conforme aux prévisions. La priorité est de permettre le redémarrage des principales installations actuellement à l'arrêt (Tuilières et Pragnères) et de consolider les performances techniques du parc. Les réalisations du programme en 2007 et 2008 n'ont pas impacté le taux de réponse à la sollicitation du parc hydraulique.

Au-delà de la période de mise en œuvre de « SuperHydro », EDF se fixe pour objectif d'obtenir un taux de disponibilité supérieur à 92 %.

#### 6.2.1.1.4.4 Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants :

**Le renouvellement des concessions**

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre :

- de concessions accordées par le Premier Ministre, pour les ouvrages de plus de 100 MW ou par le préfet, pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW ;
- d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW.

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, les concessions sont en général renouvelées pour des durées de 30 à 50 ans. Le renouvellement des titres est l'occasion d'une évolution du cahier des charges qui peut alors intégrer de nouvelles exigences en termes de gestion de la ressource en eau et prendre en compte les dispositions figurant dans le dernier cahier des charges-type annexé au décret n° 99-872 du 11 octobre 1999 modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008.

Du fait de son statut de société anonyme, et par application de la Loi Sapin (1993) (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du groupe EDF ») ci-dessous), EDF est désormais soumis à la concurrence en ce qui concerne le renouvellement de ses concessions hydrauliques. EDF estime que ce nouveau cadre réglementaire ne devrait pas entraîner de conséquences importantes à court et moyen terme. En effet, les concessions hydrauliques arrivant à échéance d'ici 2015 ne représentent qu'environ 11 % de la puissance hydraulique totale installée d'EDF en France (un peu plus de 5 % de la production hydraulique totale d'EDF). D'ici 2020, 2,5 % supplémentaires de la puissance hydraulique totale d'EDF en France arriveront à échéance. Le processus de renouvellement est déjà engagé pour une partie de ces concessions.

Dans l'hypothèse où une concession ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation. À l'échéance de la concession, toutes les installations appartenant à l'État (ouvrages allant du barrage à la turbine) doivent être en « bon état d'entretien ». La Loi de finances rectificative pour 2006 prévoit le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux permettant d'augmenter les capacités de production. La Loi de finances rectificative pour 2006 prévoit également pour les concessions hydrauliques l'établissement, lors de leur renouvellement, d'une redevance annuelle plafonnée à 25 % des recettes résultant des ventes d'électricité issues de l'exploitation des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée en partie aux départements.

Le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 fixe les règles et procédures d'une demande de concession hydroélectrique dans un régime de concurrence. Il détermine 3 critères de choix du futur concessionnaire : garantie de l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute ; respect d'une gestion équilibrée de la ressource en eau ; meilleures conditions économiques et financières pour le concédant. La nouvelle procédure de désignation d'un concessionnaire sera d'une durée de 5 ans désormais (contre 11 ans actuellement).

Pour l'avenir, EDF cherchera à obtenir le renouvellement des concessions, qui présentent un enjeu pour l'équilibre de son parc de production.

**La gestion de l'accès à l'eau**
Les 220 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de m³ 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, industriels.

EDF privilégie la voie de la concertation avec les acteurs de terrain. Cette démarche vise d'abord à mesurer les effets réels de l'exploitation hydraulique sur l'environnement et les autres usages, et d'essayer de diminuer ces effets lorsque cela est techniquement possible et économiquement raisonnable.

Ainsi, 700 millions de m³ d'eau sont lâchés chaque année depuis les barrages pour satisfaire d'autres usages que la production d'électricité (alimentation en eau potable, soutien d'étiage, irrigation, production de neige artificielle, sports d'eau vive, etc.).

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). EDF estime que ces dispositions devraient avoir des conséquences limitées à moyen terme sur son activité hydraulique (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

**Le développement**
95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France.

EDF poursuit pour autant le développement de son activité hydraulique, par la réalisation et l'étude de nouveaux projets. Le plus important concerne l'aménagement de Gavet. Il consiste à remplacer les six centrales hydrauliques en fin de vie installées sur la Romanche, par une seule, la centrale de Gavet, d'une puissance de l'ordre de 90 MW pour une production d'environ 540 GWh. La mise en service est prévue pour 2013.

- Sur le Rhin, EDF a annoncé un plan de développement de l'énergie hydraulique de 225 millions d'euros pour une puissance de 130 MW au total :
  - en 2008, EDF a mis en service la micro-centrale hydraulique de Brisach, d'une puissance de 2,7 MW pour un productible de 20 GWh/an. Un projet similaire est à l'étude à proximité du barrage de Kembs ;
  - la centrale hydroélectrique de Gambsheim sera renforcée par l'installation d'un groupe supplémentaire de 28 MW. Ce projet se fera en collaboration avec EnBW, et le début des travaux est prévu en 2010. Une opération similaire a été décidée sur le barrage d'Iffezheim, en rive allemande du Rhin, pour une mise en service en 2011 d'un groupe supplémentaire d'une puissance de 38 MW ;
  - les projets de Brisach et Gamsheim sont mis en œuvre par la société CERGA, détenue à parité par EDF et EnBW ;
  - dans le massif des Vosges, l'ancienne station hydraulique de transfert d'énergie par pompage du Lac Noir devrait être remplacée en 2013 par une centrale de conception moderne d'une puissance de 55 MW ;
  - des mesures en matière de préservation des ressources en eau et de la biodiversité seront mises en œuvre, notamment avec la réalisation de passes à poissons à Strasbourg et à Kembs.
- Un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor sera mis en service d'ici 2011. L'objectif de ce projet, d'une capacité de 2 à 4 MW, est de tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée.
- La production à partir des débits réservés continuera à être développée. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour turbiner le débit réservé et récupérer une partie de l'énergie associée. EDF a réalisé un équipement en 2007 ; en 2008, 4 projets sont en fin de réalisation. EDF prévoit de poursuivre ensuite à raison d'environ cinq projets par an.
- Le développement de la « Petite Hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW). À titre d'exemple, SHEMA, filiale à 100 % du groupe EDF, est actuellement en phase d'étude pour environ 5 aménagements nouveaux devant être réalisés d'ici 2012, représentant une capacité totale de 26 MW.

Par ailleurs, EDF se donne pour objectif d'exploiter toutes les opportunités de développement qui peuvent lui être offertes, en particulier :
- lancer des études technico-économiques relatives à des stations de transferts d'énergie par pompage en France ;
- étudier les possibilités de « suréquipement » (par exemple, augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants) offertes par ailleurs par la Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite la « LPOPE » voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)) pour contribuer au développement de moyens de pointe ;
- réaliser dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.).

Ces projets de développement de l'hydraulique par le groupe EDF s'inscrivent pleinement dans les orientations du Grenelle de l'environnement.

### 6.2.1.1.5 PRODUCTION THERMIQUE À FLAMME (« THF »)

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques à flamme en France continentale a représenté, en 2008, environ 3,3 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est d'environ 30 ans, dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 11 832 MW (pour une puissance installée totale de 13 407 MW). Les moyens de production THF présentent un certain nombre d'atouts :
- une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance) ;
- la capacité à être placés en arrêt prolongé (mises en réserve) ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais courts ;
- un coût d'investissement plus faible que le nucléaire ou l'hydraulique et des délais de construction réduits.

Par ailleurs, les centrales thermiques à flamme les plus modernes offrent une meilleure maîtrise des différentes émissions (dioxyde de carbone, dioxyde de soufre, oxyde d'azote et poussières).

Les moyens de production THF constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production–consommation et pour répondre aux fluctuations de la consommation d'électricité. Avec une partie des installations hydrauliques (lacs, STEP), ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe.

Ils jouent aussi un rôle important dans l'adaptation des capacités de produc-

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

tion d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients. Leur performance présente néanmoins une sensibilité à différents facteurs pouvant conduire à un coût de production plus élevé :

- le durcissement des réglementations environnementales (émission de produits polluants, qualité de l'air) ;
- le respect des quotas d'émissions de gaz à effet de serre ;
- l'évolution du coût des combustibles.

#### 6.2.1.1.5.1 Le parc de production thermique à flamme d'EDF

**Composition du parc**

Au 31 décembre 2008, le parc thermique à flamme en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au niveau du combustible que de la puissance :

- Tranches charbon :
  - 9 tranches d'une puissance installée de 250 MW, mises en service entre 1966 et 1971 (Blénod 2, 3 et 4, Bouchain 1, Le Havre 1, La Maxe 1 et 2 et Vitry 3 et 4) ;
  - 1 tranche d'une puissance installée de 585 MW, Le Havre 2, mise en service en 1969 ;
  - 3 tranches plus récentes (dites Q600), d'une puissance installée unitaire de 580 MW, mises en service entre 1983 et 1984 (Cordemais 4 et 5, Le Havre 4).
- Tranches fioul :
  - 3 tranches d'une puissance installée unitaire de 250 MW, mises en service entre 1971 et 1973 (Martigues 1, 2 et 3) ;
  - 4 tranches d'une puissance installée unitaire de 585 MW, dites tranches fioul 600 MW, mises en service entre 1968 et 1975 (Porcheville 2, 3, 4 et Porcheville 1 remise en service en 2008) ;
  - 4 tranches d'une puissance installée unitaire de 685 MW, dites tranches fioul 700 MW, mises en service en 1976 et 1977 (Aramon 2, Cordemais 2, 3, ainsi que Aramon 1 remise en service en 2008).
- Tranches au gaz sidérurgique (« gaz de haut fourneau ») : 2 tranches mises en service en 1959 et 1961, Richemont 3 et 5, d'une puissance installée respectivement de 50 et 117 MW.
- Turbines à Combustion (« TAC ») : 10 tranches d'une puissance installée totale de 1 260 MW réparties sur 5 sites (Arrighi, Brennilis, Dirinon, Gennevilliers et Vaires-sur-Marne), mises en service depuis 1980 (dont deux tranches mises en service en novembre 2008 sur le site de Vaires-sur-Marne), qui constituent des moyens de super pointe très réactifs. Ces TAC fonctionnent au fioul domestique.

La puissance installée du parc en exploitation s'établit à 11 832 MW.

Par ailleurs, 4 tranches d'une puissance totale de 1 575 MW restent en réserve. La puissance installée totale s'établit donc à 13 407 MW.

**L'approvisionnement en combustibles fossiles**

Cet approvisionnement est assuré par EDF Trading, filiale d'EDF notamment chargée de l'approvisionnement et du trading de combustibles fossiles. À partir de ses prévisions sur l'appel du parc THF, EDF commande à EDF Trading les quantités prévisionnelles de combustible nécessaires pour des livraisons à deux mois pour le charbon et un mois pour le fioul (voir section 6.2.1.3.3 (« EDF Trading » ) ci-dessous).

EDF dispose de la possibilité d'ajuster ses besoins et ses stocks en demandant à EDF Trading de procéder à des achats supplémentaires ou, exceptionnellement, à des reventes de quantités jugées excédentaires. De plus, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement des centrales, il est demandé à EDF Trading de maintenir au profit d'EDF un stock de sécurité réparti à l'appréciation d'EDF dans différents ports.

#### 6.2.1.1.5.2 Les enjeux de la production THF

**La rénovation des moyens de production au charbon les plus récents pour répondre aux besoins de semi-base**

En semi-base, le maintien des tranches charbon les plus récentes (c'est-à-dire les plus performantes) constitue la meilleure solution pour disposer de capacités compétitives. EDF a donc engagé ces dernières années un programme de rénovation et de fiabilisation courant jusqu'en 2009 de ses centrales charbon 250 MW et 600 MW les plus récentes.

Les tranches charbon 600 MW les plus récentes bénéficient de coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc thermique à flamme (meilleur rendement, tranches en bord de mer, sites de grande capacité). Leur puissance ainsi que la flexibilité de leur production sont des atouts essentiels. Elles sont équipées d'un système de désulfuration des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre), et d'un système de dénitrification des fumées (réduction de 80 % des émissions d'oxyde d'azote) dont le chantier s'est terminé au cours du deuxième semestre 2008. Ces traitements permettent à ces tranches de se conformer aux contraintes environnementales applicables dès 2008, ainsi que de répondre au durcissement de la réglementation actuellement prévue au-delà de 2015.

Enfin, EDF a prévu que ses tranches charbon 250 MW seront arrêtées d'ici au 31 décembre 2015, en raison des contraintes réglementaires environnementales.

**Le renforcement du parc pour répondre aux besoins de pointe, et la préparation de l'avenir de la production thermique à flamme**

Pour faire face à l'accroissement des besoins de pointe au cours des prochaines années, EDF a engagé un programme d'augmentation de ses capacités de pointe. EDF a ainsi, depuis 2005, décidé de :

- Remettre en fonctionnement quatre tranches fioul 600-700 MW mises en réserve, pour une puissance totale de 2 540 MW.
  En effet, malgré des coûts variables élevés, ce moyen de production reste compétitif pour des fonctionnements de pointe et de secours (c'est-à-dire en dessous de 1 500 heures par an). Enfin, la réglementation permet actuellement à EDF, jusqu'à l'horizon 2015, de globaliser les rejets et de bénéficier des efforts accomplis sur les tranches charbon d'une puissance de 600 MW.
  À l'exception du site de Martigues en raison de sa réglementation spécifique, les tranches fioul utilisent désormais du combustible à Très Très Basse Teneur en Soufre (fioul dit « TTBTS » à 0,55 % de soufre).
- Mettre en service 1 058 MW de capacités d'extrême pointe (quelques centaines d'heures de fonctionnement par an) au moyen de turbines à combustion.
- Lancer un projet de transformation (*repowering*) de trois tranches au fioul du site de Martigues (3 x 250 MW) en deux cycles combinés au gaz de 465 MW chacun, ainsi qu'un projet de construction d'un cycle combiné au gaz neuf d'une capacité de 440 MW sur le site de Blénod.

Ces projets de modernisation permettront de réduire les émissions atmosphériques de $CO_2$ et d'oxydes d'azote et de supprimer les émissions de soufre.

Au 31 décembre 2008, les moyens de production supplémentaires suivants sont en service :

- les quatre tranches fioul 600-700 MW. Les deux dernières remises en fonctionnement ont eu lieu en septembre 2008 pour Porcheville 1 et en octobre 2008 pour Aramon 1 ;
- 503 MW de turbines à combustion (129 MW de puissance installée sur le site d'Arrighi, ainsi que 374 MW de puissance installée sur le site de Vaires-sur-Marne, composés de 2 TAC mises en service en novembre 2008).

De plus :

- 555 MW de TAC au total sont actuellement en cours de construction à Vaires-sur-Marne et à Montereau. Les mises en service sont prévues pour l'hiver 2009-2010 pour la première TAC, et pour l'hiver 2010-2011 pour les 2 autres ;
- les mises en service des cycles combinés au gaz sont prévues en 2011 et 2012.

Ces décisions portent à 4 218 MW de puissance installée l'engagement sur des moyens de pointe et de semi-base depuis 2005, dont 3 043 MW ont déjà été mis en service. Il reste donc 1 175 MW de capacité supplémentaire, dont la mise en service est prévue au-delà de 2009.

Pour la période post-2010, EDF examine également la possibilité de développer de nouveaux moyens de semi-base (cycle combiné à gaz et centrale charbon disposant de la meilleure technologie disponible) pour faire face aux éventuels besoins supplémentaires de capacités de semi-base. Dans le cadre de ces développements, les principaux atouts du groupe EDF seront la propriété des sites actuels de centrales thermiques à flamme et les compétences industrielles d'exploitant et de développeur acquises dans le cadre de réalisations internationales. En effet, au cours des dernières années, EDF a réalisé un programme de développement d'IPP à l'étranger.

Enfin, le groupe EDF participe avec des partenaires industriels, concernant la technologie CCS (Carbon Dioxide Capture and Storage), à des projets de captage en post-combustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de $CO_2$.

**L'évolution du cadre réglementaire environnemental**

Le parc thermique à flamme 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 (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité ») ci-dessous pour une description de ces réglementations) et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air.

La réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre a conduit à la mise en place, en 2005, du plan national d'allocation de quotas $CO_2$. Sur la première période (2005-2007), ces quotas ont été suffisants pour permettre un fonctionnement du parc thermique à flamme conformément aux prévisions. Pour la période 2008-2012, les allocations de quotas pour le secteur électrique français sont en réduction de l'ordre de 25 %. Pour un fonctionnement du parc thermique à flamme en année moyenne, ceci correspond à un besoin d'acquisition de quotas d'environ 2 millions de tonnes par an. De plus, la Loi de finances rectificative pour 2008 prévoit une réduction maximale de la quantité de quotas allouée au secteur électrique dans le cadre du plan national d'allocation de 10 % en 2009, 20 % en 2010, 35 % en 2011 et 60 % en 2012. L'adaptation du parc thermique engagée par EDF répond notamment aux exigences des réglementations sur la réduction des émissions de polluants atmosphériques et sur la qualité de l'air, dont les principes sont définis à l'horizon 2015. Toutefois, un risque de durcissement de cette dernière réglementation pour 2015 ne peut être exclu et son évolution future constitue un enjeu important pour EDF, en particulier pour l'exploitation de ses tranches fioul au-delà de cette date.

En raison de la mise à l'arrêt des centrales thermiques à flamme les plus anciennes, de la rénovation des centrales les plus récentes, de l'installation de procédés de dépollution et de l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite, EDF estime que les émissions de polluants atmosphériques de son parc thermique à flamme en France continentale seront diminuées, à production équivalente, de 30 % à l'horizon 2010 par rapport aux émissions 2005 (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

**Production et performances techniques**

La production thermique à flamme, qui a représenté en 2008 15,8 TWh, est en baisse d'environ 13 % par rapport à 2007, essentiellement en raison de la mise en place d'une gestion des moyens de production intégrant les contraintes de la réglementation environnementale actuelle. Elle correspond à 3,3 % de la production annuelle d'EDF en France continentale et couvre 21 % des services d'ajustement.

La fiabilité du parc thermique à flamme augmente, avec un coefficient de disponibilité qui s'établit en 2008 à 74,4 % (71,7 % en 2007), en nette amélioration depuis quatre ans (64 % en 2004), mais surtout avec des indisponibilités non programmées (fortuites et prolongation d'arrêts) en net recul depuis 2006 : 10,2 % en 2008 pour 12,0 % en 2007 et 13,4 % en 2006.

La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le THF. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année (les centrales THF d'EDF fonctionnent annuellement entre 1 500 et 6 000 heures pour le charbon, entre 200 et 1 500 heures pour le fioul et quelques centaines d'heures pour les turbines à combustion) est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales.

**Partenariat industriel**

EDF et Enel ont signé le 30 novembre 2007 un *Memorandum of Understanding*, qui vise à élargir le partenariat industriel conclu sur le nucléaire à d'autres types de moyens de production. Ce *Memorandum of Understanding* prévoit qu'Enel puisse, en contrepartie de sa contribution à un niveau compris entre 30 et 40 % au financement de la construction des 3 CCGT (2 à Martigues et 1 à Blénod) et aux frais d'exploitation, accéder à une quote-part de l'électricité produite. Pour ce faire, Enel devra proposer à EDF des participations croisées dans des projets de centrales à gaz, à charbon ou à lignite qu'Enel développe en Europe ou dans des pays de la zone Méditerranée à convenir. Dans le cadre de ce *Memorandum of Understanding*, des discussions sont en cours entre EDF et ENEL.

**La déconstruction du parc actuel**

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction de son parc thermique à flamme actuel. 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 note 32.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008). Il subsiste toutefois un risque résiduel lié à l'accroissement des exigences de dépollution (évolution de la réglementation applicable, modification de la destination future des terrains nécessitant un processus de dépollution complémentaire).

En 2008, les travaux de déconstruction amorcés en 2006 sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation se sont poursuivis.

### 6.2.1.2 COMMERCIALISATION

Les activités de commercialisation d'EDF en France sont regroupées au sein de la Direction Commerce, qui commercialise de l'énergie et des services à plus de 26,5 millions de clients (hors DOM et Corse), représentant près de 32,4 millions de sites (points de livraison).

La Direction EDF Commerce comptait 12 057 agents statutaires au 31 décembre 2008.

### 6.2.1.2.1 OUVERTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS DE LA COMMERCIALISATION D'ÉLECTRICITÉ

La consommation intérieure de la France au titre de l'exercice 2008 s'est élevée à 494,5 TWh[1], en hausse de 2,9 % par rapport à l'exercice 2007. Cette augmentation de la consommation s'explique par une année plus froide que 2007 et par le fait que 2008 soit une année bissextile. Corrigée, la croissance de la consommation d'électricité est de 1,2 % en 2008 par rapport à 2007.

Afin de couvrir l'approvisionnement du marché ouvert, les commercialisateurs concurrents du groupe EDF ont accès :
- à leurs propres capacités de production ;
- à près de 43 TWh mis à disposition en 2008 par le groupe EDF par l'intermédiaire des « Enchères de Capacité » (« VPP ») décrites à la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

Par ailleurs, le Conseil de la concurrence, dans sa décision du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie un volume significatif d'électricité (voir section 6.2.1.3.6 (« Fourniture d'électricité à des fournisseurs alternatifs en France » ci-dessous).

En 2008, la part de marché électricité d'EDF sur les clients finals en volumes vendus a été de 85,5 %[2] contre 85,2 %[2] en 2007.

En 2008, la part de marché gaz d'EDF sur les clients finals en volumes vendus a été de l'ordre de 3,7 %[3] contre près de 3,5 % en 2007.

L'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité s'est effectuée selon les étapes suivantes :

| Date | Seuil d'éligibilité | % d'ouverture totale au regard de la consommation (en volume) | Total des sites/clients éligibles |
|---|---|---|---|
| Février 1999 | 100 GWh/an | 20 % | 200 sites |
| Mai 2000 | 16 GWh/an | 30 % | 1 600 sites |
| Février 2003 | 7 GWh/an | 37 % | 3 200 sites et 99 ELD |
| Juillet 2004 | Ensemble des clients non-résidentiels | 69 % | 2,2 millions de clients |
| Juillet 2007 | Ensemble des clients | 100 % | 27 millions de clients |

Les principaux concurrents d'EDF sur le marché français sont GDF Suez, ENDESA/SNET, Atel, HEW Énergies, Poweo, Direct Énergie et les Entreprises Locales de Distribution (ELD). Suite à la récente fusion entre Suez et Gaz de France, le paysage énergétique a évolué avec l'émergence d'un concurrent de premier ordre pour EDF.

### 6.2.1.2.2 PRIX ET TARIFS

Dans le contexte d'ouverture du marché de l'énergie, il convient aujourd'hui de distinguer, pour la vente d'électricité en France :
- les barèmes tarifaires applicables par l'opérateur historique aux clients n'ayant pas fait jouer leur éligibilité ;
- les prix proposés par les différents commercialisateurs aux clients résidentiels et non-résidentiels ;
- le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM).

Le droit au tarif a été modifié par la Loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel. La situation, par catégorie de clients, est désormais diversifiée :
- concernant les clients particuliers :
  - s'ils exercent leur éligibilité, ils peuvent bénéficier à nouveau des tarifs réglementés (pour ce même logement), six mois après l'exercice de cette éligibilité, à la condition d'en faire la demande avant le 1er juillet 2010 (électricité seulement) ;
  - s'ils déménagent, ils peuvent bénéficier des tarifs réglementés, y compris quand les précédents occupants de ce logement ont exercé leur éligibilité, à condition d'en faire la demande avant le 1er juillet 2010 (électricité et gaz) ;
  - s'ils emménagent dans un nouveau logement, ils peuvent bénéficier des tarifs réglementés à la condition que ce logement ait été raccordé au réseau de distribution avant le 1er juillet 2010 (électricité et gaz).
- concernant les clients autres que particuliers, ayant souscrit une puissance inférieure ou égale à 36 kVA :
  - s'ils exercent leur éligibilité pour un site, ils ne peuvent pas revenir au tarif réglementé pour ce même site (électricité et gaz) ;
  - s'ils déménagent, ils peuvent bénéficier des tarifs réglementés, y compris quand les précédents occupants de ce site ont exercé leur éligibilité, à condition d'en faire la demande avant le 1er juillet 2010 (électricité seulement) ;
  - s'ils emménagent dans un nouveau site, ils peuvent bénéficier des tarifs réglementés à la condition que ce site ait été raccordé au réseau de distribution avant le 1er juillet 2010 (électricité seulement).
- concernant les clients autres que particuliers, ayant souscrit une puissance de plus de 36 kVA :
  - ils ne bénéficient des tarifs réglementés que pour la consommation d'un site pour lequel l'éligibilité n'a jamais été exercée (ni par eux-mêmes, ni par un précédent occupant) (électricité et gaz) ;
  - s'ils emménagent dans un nouveau site, ils peuvent bénéficier des tarifs réglementés à la condition que ce site ait été raccordé au réseau de distribution ou de transport avant le 1er juillet 2010 (électricité seulement).

  La Commission européenne a ouvert contre l'État français le 13 juin 2007 une procédure formelle d'examen au sujet d'aides d'État présumées contenues dans le cadre des tarifs réglementés de l'électricité en France. Sont visés les tarifs Vert et Jaune applicables aux grandes et moyennes entreprises qui n'ont pas exercé leur éligibilité :
- la faiblesse des tarifs « standards » vert et jaune par rapport aux prix de marché aurait conféré un avantage à certaines grandes et moyennes entreprises, et l'aide qui en résulterait serait contestable à compter du 1er juillet 2004 ;

1 Source : bilan provisoire RTE-EDF Transport 2008, y compris Corse.

2 Hors DOM & Corse ; hors pertes de réseaux ; y compris autoconsommations EDF.

3 Source marché France : données publiées par la DGEMP.

- les tarifs de retour vert et jaune (TaRTAM) représenteraient également une aide d'État depuis leur mise en application.

La Commission européenne instruit également la question de la compatibilité du TaRTAM et, plus spécifiquement, du système de compensation des fournisseurs tiers, avec la législation sur les aides d'État.

#### 6.2.1.2.2.1 Le barème tarifaire

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. Il s'applique aux clients n'ayant pas exercé leur éligibilité.

La structure des tarifs est fixée par décret en Conseil d'État, après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE ») et du Conseil de la concurrence. L'évolution des tarifs, à structure inchangée, est fixée par arrêté du Ministre chargé de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi et du Ministre chargé de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire, après avis de la CRE.

Ces tarifs réglementés comprennent un abonnement pour la mise à disposition de la puissance et une part variable proportionnelle à la consommation avec des prix éventuellement horosaisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour tenir compte des variations de consommation des clients avec différentes options (heures pleines/heures creuses pour la clientèle résidentielle par exemple).

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1er janvier 2005 un tarif de première nécessité de l'électricité selon les modalités fixées par le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004. Environ 715 000 clients (y compris les clients des Systèmes Énergétiques Insulaires) en bénéficient au 31 décembre 2008. Enfin, le décret n° 2008-778 du 13 août 2008 a créé un tarif spécial de solidarité pour le gaz porté par l'ensemble des fournisseurs et financé par une contribution qui sera répercutée à l'ensemble des clients finals.

Le tarif est un tarif dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :
- la part « énergie » fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts long terme (investissements dans les moyens de production, aval du cycle, recherche et développement) ;
- les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation, qui forment avec la part « énergie », la part « fourniture » du tarif (environ 60 % de la facture hors taxes) ;
- la part « réseaux » comprenant les coûts d'utilisation du réseau public de transport géré par RTE-EDF Transport et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires du réseau de distribution, dite aussi part « acheminement », (environ 40 % de la facture hors taxes).

Les clients bénéficiant des tarifs intégrés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture et l'acheminement, sur laquelle figure la part du coût d'utilisation des réseaux calculée à partir du « Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité » (« TURPE ») fixé sur proposition de la CRE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ») ci-dessous). La séparation des activités de production-commercialisation, en concurrence, et des activités de transport-distribution, en monopole, est ainsi mise en évidence.

Les taxes suivantes (représentant plus de 20 % de la facture TTC) viennent s'ajouter à la facture d'électricité :
- les taxes locales municipales et départementales, collectées et reversées par EDF aux collectivités locales ; la transposition de la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité conduira à réformer les taxes locales sur l'électricité ;
- la contribution aux charges de service public (« CSPE ») instituée par la Loi du 3 janvier 2003 (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous), fixée à 4,5 euros/MWh pour 2008 et plafonnée à 500 000 euros par site de consommation et par an ; en outre, le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée ;
- la TVA.

Par ailleurs, la CTA (« Contribution Tarifaire Acheminement ») contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.8.1 (« Régime spécial de retraite ») ci-dessous). De façon transitoire et dans l'attente de l'externalisation de la CTA des tarifs réglementés, la CTA est intégrée au tarif.

L'arrêté du 12 août 2008 relatif aux prix de l'électricité instaure une augmentation hors taxes des tarifs réglementés de l'électricité en moyenne de 2 % pour le tarif bleu (soit 0,22 centimes d'euro TTC en moyenne par kWh), 6 % pour le tarif jaune, et de 8 % pour le tarif vert. Ce mouvement tarifaire est conforme au contrat de service public, signé entre EDF et l'État en octobre 2005, qui garantit jusqu'en 2010 une augmentation des tarifs de l'électricité contenue au niveau de l'inflation pour les particuliers. Toutefois, il est rappelé que le tarif réglementé de l'électricité pour les particuliers n'a progressé que de 2 % au 15 août 2008 alors que l'inflation s'est établie à 3,6 % sur les 12 mois précédents. Cette évolution s'applique aux clients d'EDF qui ont choisi, dans le cadre de l'ouverture des marchés, de conserver le tarif réglementé qui est parmi les plus bas en Europe occidentale. Elle est intervenue en 2008 dans un contexte où EDF a dû faire face à une hausse sensible de ses coûts d'achat et accélèrer ses investissements.

#### 6.2.1.2.2.2 Les prix de vente de l'électricité aux clients ayant exercé leur éligibilité

En France, depuis le 1er juillet 2007, tous les clients sont libres de quitter à tout moment et sans préavis le barème tarifaire pour une offre d'EDF ou d'un autre commercialisateur.

À l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour le transport et l'acheminement, tous les autres clients ayant exercé leur option d'éligibilité peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité. Leur facture d'électricité comprend alors les trois composantes suivantes :
- le prix de la fourniture d'« énergie électrique ». Le contrat conclu avec le commercialisateur recouvre le prix de facturation des activités ouvertes à la concurrence, à savoir un prix de marché correspondant aux coûts d'approvisionnement en électricité, de commercialisation et gestion clientèle ;
- le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (TURPE) ;
- les prélèvements publics : la CSPE, la CTA, les taxes locales et la TVA mentionnées à la section 6.2.1.2.2.1 (« Le barème tarifaire ») ci-dessus.

L'article 15 de la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie avait prévu la création d'un tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) et son application pour une durée de 2 ans pour tout client ayant exercé son éligibilité. Ceux-ci avaient jusqu'au 1er juillet 2007 pour adresser leur demande écrite d'application de ce tarif à leur(s) fournisseur(s) d'énergie. L'arrêté du 3 janvier 2007 dispose que le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché hors taxes applicable à un site de consommation est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de :

- 10 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA ;
- 20 % pour les consommateurs finals raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA ;
- 23 % pour les consommateurs finals raccordés aux domaines de tension HTA et HTB.

La Loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie prolonge ce dispositif jusqu'au 30 juin 2010. Les clients profitant actuellement du TaRTAM peuvent continuer à en bénéficier de plein droit jusqu'à cette date. La Loi permet par ailleurs aux clients qui ne l'avaient pas encore fait, de demander l'application du TaRTAM. Enfin, la Loi indique que lorsqu'un client renonce au TaRTAM, il ne peut y prétendre à nouveau par la suite (voir chapitre 12.3 (« Impact du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché ») du présent Document de Référence). Plus de 2 400 sites clients, représentant une consommation annuelle totale estimée par la CRE, à fin décembre 2008, à 53 TWh (source : observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, quatrième trimestre 2008), ont adressé leur demande à la Direction Commerce d'EDF.

#### 6.2.1.2.2.3 Direction Commerce

En 2008, les ventes d'électricité de la Direction Commerce concernant ses 26,5 millions de clients se sont élevées à 408,6 TWh[1] (269,5 TWh aux clients non résidentiels et 139,1 TWh aux clients résidentiels).

Depuis fin 2005, EDF propose du gaz naturel à tous ses clients éligibles. En 2008, la Direction Commerce a commercialisé 19,2 TWh, auprès de 426 000 sites. En fin d'année 2008 la Direction Commerce fournissait du gaz à environ 417 900 clients dont 340 000 particuliers.

La politique commerciale d'EDF en France vise à maintenir un haut niveau de satisfaction et à renforcer la relation avec les clients, à fidéliser les clients à forte valeur[2] dans un contexte de décroissance des parts de marché en électricité et à augmenter le chiffre d'affaires et la marge par client. Cette politique passe notamment par l'accompagnement dans les projets des clients, le développement d'offres gaz, ainsi que le développement d'offres d'éco-efficacité énergétique.

**Maintenir un haut niveau de satisfaction des clients**
La satisfaction clientèle est au cœur de la politique commerciale d'EDF. Des études qualitatives et quantitatives sont réalisées régulièrement et contribuent au pilotage de l'activité. Un dispositif barométrique de mesure de la satisfaction permet de suivre la performance de l'entreprise sur les différents segments de marché. EDF, en 2008, a fait évoluer son dispositif de mesure de la satisfaction. Le dispositif d'enquête « *Baromètre Satisfaction Marché* » est maintenant homogène sur les différents segments de clientèle. Il est représentatif de l'ensemble des portefeuilles et non plus seulement des clients avec lesquels EDF est entré en contact dans l'année. La rupture qui apparait dans les chroniques est donc essentiellement due au changement de méthode.

En 2008, la satisfaction s'est maintenue à un niveau élevé sur les marchés des collectivités territoriales. Sur le segment des entreprises, la tendance à l'érosion constatée ces dernières années a été enrayée et les résultats restent particulièrement stables sur le marché des professionnels (73 % de satisfaction[3]). Chez les clients particuliers, on observe une tendance à la baisse. En revanche, la satisfaction des clients mesurée à l'occasion d'un contact s'est améliorée. La Direction Commerce d'EDF poursuit les plans d'action ambitieux définis pour consolider la satisfaction sur chaque segment de clients.

**Développer les offres de gaz naturel**
EDF vise à développer les ventes de gaz auprès de clients à valeur au travers d'offres gaz et électricité.

EDF est une entreprise active sur le marché de l'énergie depuis plus de 50 ans et est présente sur le marché du gaz naturel depuis l'ouverture du marché et l'obtention en novembre 2004 de l'autorisation de fourniture de gaz naturel. Son objectif principal est de répondre aux attentes de ses clients en leur proposant d'être leur fournisseur unique en matière d'électricité et de gaz naturel, notamment sur les marchés particuliers et professionnels (PMI, PME).

**Promouvoir les économies d'énergies**
Dans le prolongement du rôle qu'il a de longue date joué auprès de ses clients en matière de promotion d'un usage efficace de l'électricité, le groupe EDF a intégré les impératifs d'économies d'énergie prévus par la réglementation applicable, dans le cadre de l'élaboration de sa politique commerciale.

En effet, la Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 et les décrets d'application associés ont prévu la mise en place d'un dispositif lié à la création de certificats d'économies d'énergie qui se caractérise notamment par la définition d'un objectif national d'économies d'énergie (54 TWh d'énergie finale cumulée actualisée (CUMAC) sur la période allant du 1er juillet 2006 au 30 juin 2009) devant être respecté par les fournisseurs d'énergie soumis au respect de ces obligations.

L'arrêté du 17 octobre 2007 a fixé à 29,8 TWh d'énergie finale cumulée actualisée, le montant d'économies d'énergie devant être réalisé par EDF au titre de la période mi-2006/mi-2009.

Afin de prendre en compte cet objectif d'économies d'énergie, les offres d'EDF sur chacun de ses marchés intègrent la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.

Par ailleurs, hors action commerciale, EDF propose aux clients collectivités territoriales et organismes bailleurs sociaux :
- l'offre montant de charges (« OMC »), destinée aux bailleurs sociaux. Elle vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de se voir attribuer des certificats d'économies d'énergie ;
- la signature de conventions avec les Collectivités Territoriales permettant la collecte de certificats d'économies d'énergie. Les collectivités se sont en effet dotées pour certaines 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 (« MDE ») et d'énergies renouvelables. EDF est partenaire de ces démarches.

Enfin, le dispositif mis en place implique également un large recours aux partenariats avec les professionnels du secteur. Ainsi, avec le lancement de la marque « Bleu Ciel d'EDF », EDF a entièrement repensé son modèle partenarial et abandonné depuis janvier 2008 le label Vivrélec. En devenant partenaires « Bleu Ciel d'EDF », les acteurs de la construction et de la rénovation peuvent désormais, s'ils s'engagent à respecter le référentiel technique Bleu Ciel d'EDF, faire référence à la marque Bleu Ciel d'EDF. En contrepartie de la licence de marque « Bleu Ciel d'EDF », EDF perçoit auprès des partenaires une redevance dont le montant varie en fonction de la taille de l'entreprise partenaire.

1 Données hors ventes internes, ventes aux opérateurs étrangers, et notifications d'échange de blocs ; y compris façonnage Eurodif (2,7 TWh), corrigé des *cut-off* (- 1,4 TWh).

2 Clients présentant un potentiel élevé de consommation énergétique et susceptibles d'être intéressés par des services associés à la maîtrise de la demande d'énergie.

3 Sur « Très Satisfaits » et « Assez Satisfaits », source IPSOS et LH2. NB.

Via le réseau des partenaires « Bleu Ciel d'EDF », les clients réalisant des travaux de construction ou de rénovation peuvent accéder à plus de 5 000 professionnels présents sur l'ensemble du territoire et représentant tous les corps de métier du bâtiment. Ce réseau de Partenaires contribue à la production de certificats d'économie d'énergie.

### 6.2.1.2.3 LA FOURNITURE D'ÉNERGIES ET SERVICES ASSOCIÉS[1]

#### 6.2.1.2.3.1 Les clients Entreprises

La Division Entreprises regroupe plus de 238 000 clients pour des ventes d'électricité s'élevant à 229,4 TWh[2] pour l'exercice 2008 et à 15,6 TWh pour le gaz naturel.

EDF accompagne ses clients Entreprises dans la gestion de leurs énergies quels que soient leur secteur d'activité, leur taille ou leur organisation. Elle souhaite faire en sorte que la performance énergétique des entreprises soit au service de leur performance globale, tant sur le plan économique qu' environnemental.

**Spécificités des Grandes Entreprises et des Grands Comptes**

Ce segment de clients regroupe les grandes entreprises dont la facture annuelle d'électricité excède 150 000 euros hors taxes, acheminement compris, ainsi que les grands groupes, opérant souvent à l'échelle européenne, et dotés le plus fréquemment d'une structure d'achat centralisée. Le groupe EDF a mis en place des solutions énergétiques multi-pays dans le cadre de son réseau commercial coordonné qui couvre 11 pays (France, Royaume-Uni, Allemagne, Belgique, Espagne, Italie, Autriche, Slovaquie, Hongrie, Pologne et République Tchèque). Depuis 2007, la mise en place d'une identité visuelle commune européenne et d'une charte clients spécifique illustre la volonté du groupe EDF de devenir un partenaire industriel de référence pour ses grands clients européens.

Au sein du segment des Grands Comptes, certains clients présentent la particularité d'être des consommateurs électro-intensifs, c'est-à-dire des clients pour lesquels le coût de l'électricité représente une part importante de leurs coûts d'exploitation.

Le 18 juillet 2007, la Commission a décidé d'ouvrir une procédure concernant des abus de position dominante à l'encontre d'EDF, portant sur les contrats de fourniture d'électricité conclus avec les grands clients industriels (consommation supérieure à 7 GWh). Le 23 décembre 2008, EDF a reçu la communication des griefs qui fait suite à l'ouverture de cette procédure et qui portent sur 2 points :

- les contrats dont la durée est assortie d'une exclusivité de droit ou de fait contribuent à verrouiller le marché ;
- les restrictions à la revente d'électricité contribuent à renforcer le manque de liquidités du marché de gros français.

EDF et Exeltium, consortium réunissant des industriels électro-intensifs, ont conclu le 31 juillet 2008 un contrat de partenariat industriel relatif à l'approvisionnement en énergie électrique sur le long terme de ces derniers. Ce contrat, qui concerne des volumes de l'ordre de 310 TWh répartis sur 24 ans, permet à EDF d'optimiser les conditions d'exploitation de son parc de production.

La mise au point finale de ce contrat fait suite à un dialogue soutenu avec la Commission européenne, dont les observations ont nécessité l'adaptation de l'accord initial afin d'en assurer la conformité avec le droit communautaire de la concurrence.

Les premières livraisons d'électricité interviendront dès qu'Exeltium disposera du financement nécessaire.

**Offres commerciales aux Grands Comptes, Grandes Entreprises et PME-PMI**

EDF a développé une gamme de services spécialement adaptés aux plus grands clients ainsi qu'aux clients grandes entreprises et PME-PMI :

- des services de gestion dédiés, notamment : envoi d'alertes en cas de dérive de consommation, envoi de données de facturation en EDI[3], facture électronique, suivi des dépenses et consommations sur Internet, service de facturation multisites ;
- des services d'aide à la gestion quotidienne des contrats mais aussi à la maîtrise des dépenses et des consommations d'énergie (gamme d'offres proposant un télésuivi de la courbe de charge sur Internet – gamme d'offres « Excelis » pour répondre aux besoins d'augmentation de puissance ou d'adaptation du poste de transformation) ;
- une gamme d'offres « Equilibre » dans laquelle EDF s'engage à injecter sur le réseau 1 kWh issu des énergies renouvelables et dans laquelle le client a la possibilité de participer au financement d'actions de développement de ces énergies renouvelables ;
- une gamme d'offres « Carbone Optimia » qui permet aux clients de mieux appréhender le dispositif de quotas de $CO_2$ et de gérer leurs allocations afin d'éviter les pénalités ;
- une nouvelle offre « Bas carbone » propose aux entreprises industrielles et tertiaires des solutions durables permettant de réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (GES).

En outre, EDF a mis en place des services spécialisés réservés aux Grands Comptes :

- une gamme de produits innovants et sur mesure qui permet aux clients de choisir le niveau de risque qu'ils souhaitent supporter au regard des évolutions des prix du marché de l'énergie ;
- un accompagnement à l'échelle européenne à travers les filiales du Groupe. EDF est ainsi capable de proposer une offre qui permet au client de disposer d'un rapport mensuel sur l'ensemble de ses factures dans les différents pays où il possède des contrats avec le groupe EDF. Un site Internet dédié à ces clients a également été mis en place en 2008 : il leur donne un accès privilégié à des informations relatives au marché de l'énergie ou à un reporting de leurs consommations.

EDF commercialise depuis 2005 une gamme d'offres complète de fourniture de gaz à destination de ses clients entreprises. EDF propose à ses clients un interlocuteur unique ainsi qu'une gestion simplifiée des contrats électricité et gaz. L'offre gaz est également enrichie de services de gestion et de services de conseil (suivi Internet, bilan annuel de consommations, diagnostic économies d'énergies, etc.).

**Les ELD**

Les Entreprises Locales de Distribution (« ELD ») commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive. Elles assurent 5 % de la distribution d'électricité en France et sont également parfois productrices d'électricité. Le décret du 27 janvier 2005 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux DNN donne aux ELD la possibilité de se fournir auprès d'EDF à des tarifs spécifiques, pour la part de leur fourniture vendue aux clients n'ayant pas fait jouer leur éligibilité, ainsi que pour leurs pertes réseaux.

#### 6.2.1.2.3.2 Les clients Collectivités Territoriales et organismes bailleurs sociaux

La Division Collectivités Territoriales (DCT) rassemble sous un même mana-

1 Les « *services associés* » visent les services liés à la fourniture d'énergie et non pas les services d'éco-efficacité énergétique.

2 Hors ventes au tarif bleu gérées par la Division Particuliers & Professionnels pour le compte de clients de la Division Entreprises.

3 EDI : Échanges de données informatisées.

gement l'ensemble des interlocuteurs commerciaux de ces segments de marché qui représentent plus de 51 000 clients, Collectivités Territoriales et organismes bailleurs sociaux.

Pour l'exercice 2008, les ventes d'électricité de cette division se sont élevées à 21,5 TWh.

Les offres incluent :
- la fourniture d'électricité et de gaz naturel, dont une offre électricité « Equilibre » produite à partir de sources d'énergies renouvelables ;
- des services de gestion dédiés, notamment le suivi des dépenses et des consommations sur Internet et l'envoi d'alertes email en cas de dérive de consommation, la facture électronique ou l'envoi de données de facturation en EDI (Échanges de Données Informatisées) ;
- des diagnostics (maîtrise de la demande d'énergie, développement des énergies renouvelables).

#### 6.2.1.2.3.3 Clients Particuliers et Professionnels

Les 26,2 millions de clients résidentiels et professionnels sont regroupés au sein de la Division Particuliers et Professionnels. Pour l'exercice 2008, le volume de ventes de la division s'élève à 157,7 TWh d'électricité et 3,6 TWh de gaz naturel[1].

À fin décembre 2008, le nombre de clients gaz sur le marché des particuliers s'élève à 340 000.

**Offres aux clients Professionnels**
EDF a élargi sa gamme d'offres, qui combine à la fois fourniture d'énergie et de services. EDF propose des offres EDF Pro d'électricité et de gaz qui ont pour objectif de simplifier la vie des professionnels, et une gamme de services complémentaires, avec l'offre Assistance Dépannage et des solutions de paiement.

Par ailleurs, en cas de changement ou d'agencement de locaux professionnels, EDF fournit des conseils, des diagnostics et des offres en matière de maîtrise de l'énergie et adresse des bulletins spécialisés permettant l'élaboration du cahier des charges techniques.

EDF propose également à ses clients professionnels une offre kWh Equilibre pour laquelle, pour chaque kWh acheté, EDF s'engage à produire 1 kWh à partir de sources d'énergies renouvelables et à l'injecter sur le réseau.

EDF propose son offre de gaz naturel depuis 2005. Cette offre répond à une attente très forte de la part des professionnels et constitue un levier de différenciation par rapport aux concurrents mono-énergie.

**Offres aux clients Résidentiels**
Ce marché regroupe l'ensemble des particuliers. Il est caractérisé par le nombre très important de clients et par un niveau moyen de la facture d'électricité annuelle relativement faible.

La politique commerciale sur le marché des particuliers, se positionne sur le confort dans l'habitat, la maîtrise de l'énergie et la protection de l'environnement.

EDF a adapté les services aux particuliers selon deux axes : les services « autour de la fourniture » et les services « autour des moments clés » tels que la mobilité et les projets de construction ou d'amélioration du confort thermique, y compris l'entretien et la maintenance des installations. Ainsi, la gamme d'offres s'étend et s'étoffe (conseils, offre de financement) pour répondre aux attentes en matière de confort (dans l'habitat neuf et dans la rénovation), de sécurité des installations intérieures (Diagnostic Confiance Sécurité), d'assurance (Assurélec), d'accompagnement pour les projets (Objectifs travaux) et de maîtrise des consommations (Suivi conso).

Depuis le 1er juillet 2007, EDF propose à ses clients résidentiels une offre gaz et une offre électricité à prix de marché : « mon contrat gaz naturel » et « mon contrat électricité ».

**Partenariats commerciaux**
EDF a conclu ces dernières années un certain nombre de partenariats commerciaux afin de proposer à ses clients Résidentiels une offre élargie.

EDF a conclu deux autres partenariats spécifiques, l'un avec Cardif et l'autre avec le Crédit Foncier. Le partenariat conclu avec Cardif a pour objet la mise en place d'une convention d'assurance collective dénommée « Service Assurélec » qui couvre le règlement des factures d'électricité en cas de décès ou d'incapacité d'un client d'EDF ayant souscrit cette assurance. Le partenariat conclu avec le Crédit foncier a pour objet de proposer aux clients particuliers le « Prêt habitat neuf ». D'un montant variant de 2 000 euros à 15 500 euros et pour une durée fixe de remboursement de 6 ans, ce prêt s'adresse à tout client particulier ayant un projet de construction conforme aux prescriptions techniques « Bleu Ciel d'EDF ». Ce prêt constitue une solution de financement particulièrement avantageuse pour l'installation d'équipements de chauffage.

Par ailleurs, une coopération a été mise en œuvre avec Axa Assistance et Europe Assistance autour du service Assistance Dépannage. La commercialisation de ce service a été généralisée sur l'ensemble du territoire en février 2006 pour les clients professionnels et en avril 2007 pour les clients particuliers.

#### 6.2.1.2.4 LES SOLUTIONS D'ÉCO-EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

EDF s'est fixé comme objectif de devenir le leader en France de l'éco-efficacité énergétique pour réduire les consommations d'énergie et les émissions de $CO_2$ des clients. Pour asseoir cette ambition, EDF développe une gamme de services d'éco-efficacité énergétique qui conduit à prendre en charge les projets des clients, depuis le diagnostic de ses installations jusqu'aux services de maintenance et d'exploitation en passant par la mise en place et le financement de matériels économes en énergie et faisant largement appel aux énergies renouvelables.

#### 6.2.1.2.5 L'ORGANISATION

La mise en œuvre de cette stratégie s'appuie sur deux nouvelles divisions au sein de la Direction Commerce :
- la Division Services Éco-Efficacité Énergétique a pour objectif de développer pour tous les segments l'intégration de services d'éco-efficacité énergétique. La Division Services Éco-Efficacité Énergétique commercialise directement des solutions complètes de rénovation ou de modernisation des installations énergétiques et thermiques des clients sur l'ensemble des marchés Entreprises, Collectivités Territoriales et Particuliers ; et
- la Division Industrielle du Développement des Énergies Réparties a pour objectif de positionner EDF dans le développement des énergies réparties dans les domaines du traitement énergétique des déchets ménagers (TIRU) (voir section 6.4.1.1.3 (« Autres participations dans le secteur des énergies nouvelles »)), des transports et véhicules électriques et enfin dans la production d'énergies réparties à partir des technologies photovoltaïque, pompes à chaleur et énergie bois au travers d'EDF Énergies Nouvelles Réparties (voir également section 6.4.1.1.3 (« Autres participations dans le secteur des énergies nouvelles »)). En complément du premier partenariat signé avec Toyota en 2007 pour le développement d'un véhicule hybride rechargeable, un autre partenariat a été signé en 2008 avec PSA à l'occasion du Mondial de l'automobile.

1 Y compris les ventes au tarif bleu gérées par la Division Particuliers & Professionnels pour le compte de clients de la Division Entreprises.

Grâce aux solutions éco-efficaces proposées, le client maîtrise ses consommations d'énergie et réduit ses émissions de gaz à effet de serre ; ainsi, il améliore sa performance énergétique, réduit l'impact environnemental de ses consommations et agit en faveur du Développement Durable.

#### 6.2.1.2.5.1 Les offres

Les solutions proposées par la Division Services Éco-Efficacité Énergétique sont des solutions multi-techniques alliant travaux « clés en main », des prestations d'exploitation/maintenance sur la durée et des options de financement en partenariat avec des opérateurs financiers. Elles sont réalisées sur les sites clients par des équipes spécialisées d'EDF ou de ses filiales dénommées « Intégrateurs de Services » et leurs partenaires. Cette démarche répond aux attentes des clients et complète la gamme des produits/services commercialisés par EDF : énergie électrique, énergie gaz naturel, conseils de gestion ou d'économie d'énergie.

**Sur le marché Entreprises et Collectivités Territoriales**
Sur le marché Entreprises et Collectivités Territoriales, l'Intégrateur de Services commercialise des solutions personnalisées éco-performantes auprès des clients relevant de tous les grands secteurs économiques (Industrie, Tertiaire Privé, Bâtiments de l'État et des Collectivités Territoriales). Les prestations proposées répondent aux attentes des clients : audits, ingénierie et études détaillées, matériels livrés-installés, services d'exploitation et de maintenance des nouveaux équipements mis en place, options de financement, options de télé-suivi des performances énergétiques, etc.

Sur ce même marché, EDF a par ailleurs développé un partenariat avec la société Schneider Electric pour commercialiser :
- des solutions packagées permettant aux clients de répondre à leurs besoins d'augmentation de puissance ou d'adaptation de leur poste de transformation (gamme d'offres « Excelis ») ;
- des contrats de performance énergétique avec engagement de résultats sur le volume d'économies d'énergie réalisées et financement de tout ou partie des investissements requis par les économies d'énergie dégagées.

Au 1er janvier 2009 cette activité a été transférée à la société EDF Optimal Solutions, filiale à 100 % d'EDF.

**Sur le marché des clients particuliers**
Sur le marché des clients particuliers, l'Intégrateur de Services commercialise :
- des solutions de rénovation thermique globale de l'habitat, intégrant le système de chauffage, la production d'eau chaude sanitaire, une isolation performante, la ventilation, le changement éventuel d'ouvrants (fenêtres, portes) pour des matériels plus éco-efficaces. La réalisation générale du chantier et sa coordination sont assurées par des partenaires du réseau « Bleu Ciel » d'EDF ;
- des offres « d'énergies renouvelables réparties » développées par la société EDF ENR, filiale du groupe EDF : offre photovoltaïque clés en main « tout compris » (matériel, pose, aide au raccordement et prise en charge des démarches administratives de mise en service) et pompe à chaleur haute performance (voir section 6.4.1.1.3 (« Autres participations dans le secteur des énergies nouvelles » — « Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR) »)).

#### 6.2.1.2.5.2 Les filiales de services en appui du développement de l'éco-efficacité énergétique

EDF a créé des filiales, acquis des sociétés, ou pris des participations minoritaires dans des entreprises pour soutenir sa démarche d'éco-efficacité énergétique.

**Domofinance**
Domofinance est une société créée en 2003 et agréée le 29 septembre 2003 en tant que société financière par le Comité des Établissements de Crédit et Entreprises d'Investissement (CECEI) conformément aux articles L. 511-9 à L. 511-14 du Code monétaire et financier.

EDF détient une participation de 45 % dans Domofinance, le solde de 55 % étant contrôlé par CETELEM (groupe BNP Paribas).

Domofinance répond aux besoins de financement de la clientèle des particuliers d'EDF souhaitant intégrer des solutions énergétiques performantes dans leurs projets de rénovation de logement. Elle assure notamment la commercialisation du « Prêt Rénovation Bleu Ciel d'EDF ».

**Fahrenheit**
Fahrenheit, filiale à 100 % d'EDF, exerce son activité de maintenance des systèmes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire auprès des utilisateurs particuliers, des offices et sociétés de gestion HLM ainsi que des syndics de copropriété.

L'entreprise et ses filiales sont implantées sur le territoire national.

**Bastide-Bondoux**
Bastide-Bondoux est un Bureau d'Études filiale à 100 % d'EDF, en charge de réaliser des études thermiques en conformité avec la réglementation thermique en vigueur, ainsi que des prestations de conseil et d'optimisation pour ses clients constructeurs de maisons individuelles.

**Everbat**
Everbat, filiale à 100 % d'EDF, répond, en tant qu'Entreprise Générale, aux lots techniques (chauffage, rafraîchissement, eau chaude sanitaire, photovoltaïque, etc.) des appels d'offres publics et privés des collectivités locales, des promoteurs immobiliers, des bailleurs sociaux et également des industriels.

**Netseenergy**
Netseenergy, filiale à 100 % d'EDF, développe et produit la gamme de services Adviso qui permet aux clients de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité sur internet.

### 6.2.1.3 OPTIMISATION AMONT/AVAL - TRADING

#### 6.2.1.3.1 RÔLE ET MISSIONS DE LA DOAAT

La Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (DOAAT) a pour vocation principale d'assurer l'équilibre, pour l'électricité et le gaz, entre ressources amont et débouchés aval d'EDF en France et de maximiser la marge brute de l'ensemble intégré amont/aval :
- ressources amont : parc de production, contrats d'approvisionnement long terme d'électricité et de gaz, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs décentralisés ;
- ressources aval : contrats de fourniture long terme, ventes aux clients finals, ventes sur les marchés de gros, enchères de capacités de production (VPP), ventes aux fournisseurs alternatifs en France, capacités d'effacements contractuelles.

L'optimisation consiste à effectuer des arbitrages économiques à court et moyen termes entre les différentes ressources disponibles pour satisfaire les engagements de fourniture d'EDF auprès de ses clients, tout en maîtrisant les risques liés aux aléas de production, de consommation ou de marché, et leurs conséquences financières.

L'objectif de la DOAAT est de sécuriser et de maximiser la marge brute énergies de l'ensemble « production-commercialisation » en exploitant au mieux les flexibilités des actifs amont ou aval (gestion des stocks hydrauliques, effacements de consommation, placement des arrêts pour maintenance des centrales, etc.) et en recherchant en permanence les meilleures opportunités d'achat ou de vente sur les marchés de gros.

La DOAAT gère les approvisionnements en combustibles fossiles — charbon et fuel — des centrales d'EDF.

Aux horizons de plus long terme, la DOAAT anticipe et propose les évolutions en structure des portefeuilles d'actifs amont et aval en fonction des perspectives d'évolution des marchés et de la stratégie de l'entreprise.

Pour les transactions sur les marchés de gros, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF. EDF Trading effectue, à la demande de la DOAAT et sur l'ensemble des commodités (électricité, gaz, charbon, fioul, $CO_2$, etc.) (i) des opérations d'arbitrage s'inscrivant dans le cadre des stratégies d'optimisation définies par la DOAAT et (ii) des opérations de couverture (*hedging*) des engagements commerciaux d'EDF visant à minimiser leurs risques physiques et financiers. EDF Trading a également des activités de trading pour compte propre dans des limites de risques strictement définies.

Depuis septembre 2006, la DOAAT assure également l'équilibre du portefeuille amont/aval gaz d'EDF en France et en Belgique jusqu'à un horizon de trois ans ainsi que la logistique de transport et de stockage associée depuis les points de livraison aux frontières, le *hub* gazier de Zeebrugge et les Points d'Échange de Gaz (« PEG ») de la France. Elle gère l'exposition du portefeuille amont/aval gaz au risque d'évolution des prix et apporte un appui au montage des offres des commercialisateurs d'EDF à ses clients en France et en Belgique.

La DOAAT a vocation à développer les coopérations avec les autres sociétés européennes du Groupe. C'est l'objectif de la filière métier optimisation trading qui réunit la DOAAT, EDF Trading et les entités optimisation-trading d'EnBW (Allemagne), d'Edison (Italie), d'EDF Energy (Royaume-Uni) et d'Everen (Pologne).

En outre, la DOAAT gère les obligations d'achat d'EDF (27 TWh en 2008), et plusieurs activités commerciales : le mécanisme des enchères de capacités (« VPP ») décrit dans la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») (43 TWh en 2008), la fourniture d'électricité à des fournisseurs alternatifs en France (voir section 6.2.1.3.6 (« Fourniture d'électricité à des fournisseurs alternatifs en France »)) et les contrats long terme avec des énergéticiens européens décrits dans la section 6.2.1.3.5 (« Contrats d'achat/vente d'électricité de long terme ») (47 TWh vendus et 8 TWh achetés en 2008).

La DOAAT et EDF Trading emploient aujourd'hui environ 1 000 salariés, principalement en France et en Grande-Bretagne.

### 6.2.1.3.2 ACTIVITÉS D'OPTIMISATION DE L'ÉQUILIBRE AMONT/AVAL

La DOAAT a en charge la gestion des risques physiques pesant sur les portefeuilles amont/aval électricité et gaz d'EDF et leurs conséquences financières.

La DOAAT optimise la marge brute énergies de l'ensemble « C+P » en actionnant les leviers de flexibilité disponibles des portefeuilles amont, aval et marché de gros et en proposant des évolutions en valeur et en structure de ces portefeuilles, et ce, aux différents horizons de temps.

#### 6.2.1.3.2.1 Optimisation de l'équilibre amont/aval électricité

**À long terme (5 ans et plus),** la DOAAT contribue à l'élaboration du programme d'investissement de production, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution prévisible des débouchés aval à long terme.

**À moyen terme (5 à 3 ans),** le rôle de la DOAAT est de construire une vision optimisée et équilibrée du portefeuille Commercialisation et Production d'EDF, en déterminant les trajectoires financières et le paysage des risques physiques et financiers acceptables. Les leviers principaux sont alors : la recherche de nouvelles modalités de maintenance ou d'exploitation visant à améliorer la disponibilité ou la flexibilité des moyens et l'adaptation de la composition du parc ; les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales ; l'adaptation de contrats long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline également sur **des horizons plus courts (3 ans à 1 mois),** dans le cadre fixé par les politiques de risques extrêmes (risque volume) et de risques prix élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques Groupe et validées par le Directeur Général Délégué Intégration et Opérations Dérégulé France. Au plan physique, les principaux risques pesant sur les volumes d'énergie sont les variations de température, d'hydraulicité, de disponibilité du parc de production et de parts de marché. Ainsi, par exemple, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France jusqu'à environ 2 100 MW (source RTE-EDF Transport) et, entre 2 années extrêmes, l'écart entre les volumes d'énergie hydraulique disponible peut atteindre jusqu'à 15 TWh. 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 $CO_2$.

Pour faire face au risque « volume », la DOAAT prend des marges physiques de puissance suffisantes pour limiter la probabilité pour EDF de devoir effectuer des achats sur les marchés spot (la veille pour le lendemain) pour satisfaire son portefeuille d'engagements commerciaux. La DOAAT possède 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/ventes sur les marchés de gros. La DOAAT gère le risque « prix » par l'intermédiaire d'EDF Trading, seul habilité à effectuer des arbitrages économiques sur les marchés de gros, à partir de ses anticipations d'évolution des prix de marché.

**À court terme, de l'horizon hebdomadaire à l'infra journalier** — La DOAAT porte, vis-à-vis de RTE-EDF Transport, la charge de « responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, c'est-à-dire qu'EDF s'engage à compenser financièrement RTE-EDF Transport en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à communiquer la veille à RTE-EDF Transport un programme d'offre équilibré avec la demande pour le lendemain qui permet de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF. Pour garantir l'équilibre sur le périmètre EDF, la DOAAT peut exploiter les souplesses du portefeuille clients (notamment effacements) ou des actifs de production (déplacements d'arrêts/essais, actifs mobilisables en quelques heures comme le parc thermique à flamme - voire en quelques minutes comme les turbines à combustion ou les centrales hydrauliques) en fonction de leur valeur économique et en arbitrant l'appel à ces leviers avec les opportunités d'achats ou de ventes « spot » d'électricité réalisées sur les marchés par EDF Trading. La flexibilité du portefeuille clients et production permet même des arbitrages en cours de journée.

L'activité d'optimisation de la DOAAT est rendue plus visible lors d'événements climatiques extrêmes. Elle permet d'en circonscrire les conséquences à la fois physiques mais aussi financières. Ainsi l'impact net de la canicule de juillet 2006 sur la marge d'EDF a été limité à 100 millions d'euros contre 300 millions d'euros pour le dernier épisode similaire en août 2003. La proximité physique et organisationnelle de l'optimiseur et du trader avec les autres acteurs de la chaîne amont-aval, production et commercialisation a permis d'utiliser efficacement l'ensemble des leviers disponibles :

décalage d'arrêts de centrales sur la période d'été, réalisation d'effacements de contrats long terme et de grands clients industriels et optimisation via EDF Trading des achats sur les marchés de gros.

En outre, la DOAAT analyse et évalue l'impact sur l'équilibre physique et financier du portefeuille C+P des évolutions réglementaires et institutionnelles : mécanisme d'allocation de capacités aux frontières, renforcement des exigences environnementales.

Certains producteurs français sous l'égide de l'Union Française de l'Électricité (UFE) ont mis en place un dispositif de communication quotidienne d'information sur la production réalisée de leurs installations ainsi que sur leurs prévisions de disponibilité. Depuis le 15 novembre 2006, ces informations sont publiées quotidiennement sur le site Internet de RTE-EDF Transport. Elles sont agrégées par filière de production et concernent :

- des informations relatives au parc de référence et à la production française réalisée, ainsi qu'une information hebdomadaire sur le niveau du stock hydraulique français ;
- des informations relatives à la disponibilité prévisionnelle des capacités de production à court, moyen et long terme.

Afin de favoriser la transparence du marché, l'UFE a décidé depuis fin 2008 d'enrichir et d'accélérer la publication de ces données. Ainsi, la publication des données a désormais lieu avant la clôture des marchés, un historique du remplissage des bassins sur 10 ans est disponible pour la filière hydraulique et la transparence sur les sources d'information a été améliorée.

De plus, à compter du 1er semestre 2009, les producteurs de l'UFE s'engagent à :

- publier une information plus complète sur les indisponibilités du parc de production ;
- mettre à jour l'information le week-end.

#### 6.2.1.3.2.2 Optimisation de l'équilibre amont/aval gaz

La DOAAT optimise l'équilibre amont/aval d'EDF dans le domaine du gaz naturel jusqu'à l'horizon de 3 ans et gère l'ensemble des flux de gaz correspondants.

L'amont gaz est constitué des contrats d'approvisionnements de gaz moyen ou long terme (gaz gazeux et GNL) négociés par la Direction Gaz, des achats-ventes sur les marchés de gros du gaz naturel réalisés via EDF Trading, et de la logistique associée : capacités de transit et de transport de gaz naturel, de regazéification sur les terminaux méthaniers, et de stockage de gaz naturel.

L'aval est constitué des portefeuilles clients d'EDF, d'EDF Belgium, et, depuis avril 2008, d'Electricité de Strasbourg.

L'optimisation consiste à minimiser les coûts d'approvisionnement et de capacités logistiques associées, dans le respect de la politique de risques et des trajectoires de ventes de l'entreprise. La minimisation du coût d'approvisionnement est réalisée en arbitrant, à tous les horizons de temps, entre le recours au marché de gros via EDF Trading et l'activation des souplesses disponibles du portefeuille : flexibilité d'enlèvement des contrats d'approvisionnements, recours aux capacités de stockage, effacements prévus dans les contrats de certains clients. Pour la gestion du risque d'évolution des prix de marché, la DOAAT décide des couvertures financières nécessaires, qui sont mises en œuvre via EDF Trading.

### 6.2.1.3.3 EDF TRADING

Le négoce d'électricité et de combustibles fossiles est un élément clé d'optimisation des activités de production et de fourniture d'EDF, dans la mesure où les contraintes des producteurs et des fournisseurs doivent être prises en compte de manière conjointe, et non séparément, en cas de recours aux marchés de gros.

EDF Trading est l'entité en charge des activités de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel, des combustibles fossiles et des permis d'émission de $CO_2$ pour le compte d'EDF. À ce titre, EDF Trading est également chargée de l'achat et de la vente de capacités de transport de gaz et d'électricité au sein des réseaux européens ou interconnectés avec la France et de l'alimentation des centrales au charbon et au fioul d'EDF. En 2008, EDF Trading a négocié environ 1 565 TWh d'électricité, 205 $Gm^3$ de gaz naturel, 530 millions de tonnes de charbon et les capacités de transport afférentes, 409 millions de barils de pétrole (produits dérivés pour l'essentiel) et 388 millions de tonnes de certificats d'émission de $CO_2$.

Les activités de négoce d'EDF Trading sont intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT. Ainsi, le Directeur Optimisation Amont Aval Trading (DOAAT) siège au Conseil d'administration d'EDF Trading.

EDF Trading Ltd est une société de droit anglais, filiale à 100 % d'EDF, et qui agit sur les marchés par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % EDF Trading Markets Ltd basée à Londres et réglementée par l'autorité britannique de supervision des marchés financiers (la « *Financial Services Authority* »).

#### 6.2.1.3.3.1 Négoce d'électricité

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF et les marchés de gros de l'électricité. Elle assure ainsi l'optimisation et la mise en œuvre des achats-ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme pour le compte de la DOAAT. Depuis 2006, afin de faciliter ces opérations, EDF Trading dispose d'une succursale de trading en France chargée plus particulièrement des activités de trading journalier et infra-journalier sur les marchés de l'électricité, notamment en France et en Allemagne. L'entité agit sous le contrôle d'EDF Trading et intègre l'ensemble des processus de gestion et de contrôle des risques d'EDF Trading.

EDF Trading est aujourd'hui reconnue comme l'un des négociants les plus importants et les plus performants en Europe continentale et au Royaume-Uni. Depuis fin 2007, EDF Trading est également actif sur le marché de gros de l'électricité en Pologne.

La plupart des activités d'EDF Trading dans le domaine de l'électricité repose sur des opérations bilatérales négociées de gré à gré. La proportion des opérations effectuées au moyen d'instruments financiers et dont le règlement-livraison se fait en numéraire uniquement, a augmenté de façon graduelle et constante au cours des dernières années en raison de la volonté des nouveaux entrants de réduire leur exposition aux risques physiques et de crédit. Néanmoins, ce développement reste encore limité dans la mesure où les acteurs actuels du marché créent, utilisent et commercialisent les produits sous-jacents et ont souvent besoin d'une livraison physique des produits.

#### 6.2.1.3.3.2 Négoce d'émission de $CO_2$

EDF Trading est un acteur significatif sur le marché européen des permis d'émissions de $CO_2$. EDF Trading est par ailleurs l'interface exclusive d'EDF et d'EDF Energy avec les marchés de gros pour leurs opérations de couverture. EDF Trading est également actif sur le marché des mécanismes de développement propre. Ce dispositif, défini par le Protocole de Kyoto, permet d'acquérir des crédits d'émission générés par des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents (Chine, Inde, Brésil). EDF Trading s'est également vu confier en 2006 la gestion du Fonds Carbone Groupe, lancé par EDF et associant les principales sociétés du groupe EDF (EDF, EDF Energy, EnBW et Edison). Grâce à la mutualisation des capacités du Groupe en matière d'achat de crédits d'émissions,

ce Fonds dispose d'une capacité d'achat de près de 300 millions d'euros et se positionne donc comme un des principaux acteurs du marché des mécanismes de développement propre. Avec la création de ce Fonds, les différentes sociétés du groupe EDF consolident leur stratégie de couverture $CO_2$ en diversifiant leurs ressources en permis d'émission.

EDF Trading a été récompensé pour son action sur les marchés du $CO_2$ et des crédits d'émission, en remportant le premier prix de *Energy business award 2007* dans la catégorie Marchés des permis d'émissions.

#### 6.2.1.3.3.3 Négoce de gaz

EDF Trading est l'un des principaux négociants sur les marchés européens du gaz et opère au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas, en Allemagne et en France. EDF Trading intervient sur tous les maillons de la chaîne d'approvisionnement, de l'achat du produit directement au sortir des plates-formes offshore jusqu'à la livraison à ses contreparties du marché de gros, en passant par le transport et le stockage. Les activités d'EDF Trading dans le domaine du gaz reposent sur un nombre important d'opérations structurées.

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF et les marchés de gros du gaz. Il assure l'optimisation et la mise en œuvre des achats-ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme pour le compte de la DOAAT.

EDF Trading est également actif, et ce depuis 2006, sur le marché du gaz naturel liquéfié (GNL). En juin 2007, EDF Trading a signé un contrat avec *Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited* (II) (RasGas), société gazière qatari (voir section 6.4.2 (« Activités Gaz »)).

Le 5 juin 2008 EDF Trading a signé un contrat avec *The Dow Chemical Company* (Dow) portant sur un partage de capacités de regazéïfication de gaz naturel liquéfié (GNL). Au titre de ce contrat, EDF Trading met à disposition de Dow des capacités dans des terminaux de regazéïfication de GNL en Europe. En contrepartie, Dow offre à EDF Trading un accès à ses capacités de regazéïfication dans le terminal de Freeport au Texas (voir également section 6.1.1.3 (« Gaz »)) concernant l'acquisition de champs gaziers en mer du Nord auprès d'ATP Oil & Gas).

#### 6.2.1.3.3.4 Négoce de charbon et de fret de charbon

EDF a confié à EDF Trading la responsabilité exclusive de l'approvisionnement en charbon de ses centrales thermiques à flamme. EDF Trading a également en charge l'approvisionnement des centrales thermiques d'EDF Energy en ce qui concerne les achats de charbon à l'international. EDF Trading est l'un des acteurs majeurs à la fois sur les marchés physiques et financiers du charbon et du fret correspondant. EDF Trading achète du charbon en provenance des principales zones mondiales de production, notamment l'Afrique du Sud, l'Australie, la Colombie, l'Indonésie et la Pologne, et constitue l'un des principaux importateurs de charbon en Europe. EDF Trading a conclu des contrats d'achat à long terme dans les bassins pacifique et atlantique, et dispose d'équipes spécialisées et très expérimentées dans la logistique maritime et terrestre.

En juillet 2007, EDF Trading a acquis la société Amstuw BV, qui gère trois terminaux de charbon, d'une capacité totale de 15 millions de tonnes par an, sur le port d'Amsterdam.

EDF Trading a créé fin 2007 une joint-venture en partenariat avec Chubu Electric Power Company portant sur la fourniture et le trading de charbon au Japon.

EDF Trading a acquis le 9 décembre 2008, auprès de la société Whitehaven Coal Limited, une participation de 7,5 % dans la société Narrabri Coal Joint Venture qui exploite en Australie la mine de charbon de Narrabri. La transaction comprenait également la signature d'un contrat d'achat de charbon d'une durée de 20 ans et permet ainsi à EDF Trading de sécuriser ses approvisionnements long terme en charbon. La mine de charbon de Narrabri est située à 25 km au sud de la ville de Narrabri. La production de charbon devrait démarrer au cours du 1er semestre 2009.

#### 6.2.1.3.3.5 Négoce de pétrole

Compte tenu de l'indexation des prix des contrats de gaz sur les cours des produits pétroliers, EDF Trading prend des positions financières sur le marché du pétrole. Les activités de négoce dans ce domaine consistent principalement à effectuer des opérations de couverture sur le portefeuille des contrats de gaz et à développer le trading autour de ces positions en fonction des opportunités d'arbitrage qui se présentent sur les marchés, toujours dans le strict respect des limites de risques fixées par son Conseil d'administration.

#### 6.2.1.3.3.6 Négoce de biomasse

En juillet 2007, EDF Trading a acquis la société Renewable Fuel Supply Limited (RFSL). RFSL est active dans la fourniture de biomasse, la logistique associée, et l'appui technique aux producteurs d'électricité souhaitant mettre en place une alimentation bi-combustible (biomasse et charbon) de leurs centrales au charbon.

#### 6.2.1.3.3.7 Développement des activités d'EDF Trading outre Atlantique

Le 30 octobre 2008, EDF Trading a acquis, auprès de Lehman Brothers, la société Eagle Energy Partners I, L.P. (« Eagle »). Eagle est une société nord-américaine qui opère dans le domaine de l'optimisation et du trading de gaz et d'électricité aux États-Unis. Les activités d'Eagle sont majoritairement centrées autour de :

- l'optimisation de moyens de production d'électricité et la gestion de l'équilibre offre-demande ;
- l'optimisation d'actifs de transport et de stockage de gaz ;
- la fourniture de services de couverture des risques liés aux prix des énergies.

Eagle compte une centaine de collaborateurs et est un acteur de premier plan en Amérique du Nord dans le domaine des services sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité. Eagle sera désormais la plateforme d'EDF Trading pour ses activités en Amérique du Nord.

### 6.2.1.3.4 LES ENCHÈRES DE CAPACITÉ

La DOAAT gère le mécanisme des enchères de capacités (« VPP »).

Les enchères de capacité résultent d'un engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne dans le cadre de la prise de participation d'EDF dans EnBW. EDF s'est ainsi engagé depuis 2001 à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, et ce, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit, en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement a été pris début 2001 afin de favoriser l'accès de concurrents au marché français.

En 2008, près de 43 TWh (pour 40 TWh en 2007) ont ainsi été mis à disposition du marché.

EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé en septembre 2006, un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

Les enchères se poursuivent donc à ce jour à un rythme trimestriel. Si un arrêt des enchères devait être envisagé, EDF serait favorable à une sortie progressive du processus, de façon à prévenir toute perturbation sur le marché.

#### 6.2.1.3.5 CONTRATS D'ACHAT/VENTE D'ÉLECTRICITÉ DE LONG TERME

EDF entretient des relations commerciales au travers de nombreux contrats d'achat ou de vente d'énergie, avec des opérateurs européens tels que GDF Suez, Enel, EnBW, NOK, EGL, Atel, POWEO, Direct Énergie et SNET-EON.

En 2008, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 47 TWh et 8 TWh.

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 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF - Contrats d'allocation de production ») ci-dessus) ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans ;
- des droits ou obligations vis-à-vis des ex-producteurs liés (principalement la SNET), devenus indépendants d'EDF lors de l'ouverture des marchés.

Le portefeuille des contrats est représentatif de la structure du parc de production d'EDF, principalement composé de moyens nucléaires (EDF vend de l'énergie en base et achète de l'énergie de semi-base et de pointe).

#### 6.2.1.3.6 FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ À DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS EN FRANCE

Par sa décision du 10 décembre 2007, le Conseil de la concurrence a accepté et rendu obligatoire l'engagement proposé par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs une capacité d'électricité significative, de 1 500 MW en base, soit un volume d'environ 10 TWh/an sur des périodes allant jusqu'à 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

Pour une première période de 5 ans, de 2008 à 2012, le prix en euros courants, fixé à 36,8 euros/MWh pour 2008, augmentera progressivement pour atteindre 47,2 euros/MWh en 2012.

Ces volumes seront attribués lors de trois appels d'offres successifs, en 2008 et 2009, ouverts à tous les fournisseurs alternatifs d'électricité en France. Les adjudications portent sur le prix que sont disposés à payer les acquéreurs pour bénéficier de l'électricité proposée pour la deuxième période de 10 ans. La capacité minimale accessible par chaque acquéreur est d'1 MW. La première adjudication a eu lieu le 12 mars 2008. 12 sociétés ont participé à cette adjudication, qui a permis à 5 entreprises d'acquérir les 500 MW proposés par EDF. La deuxième adjudication a été organisée le 19 novembre 2008 et a permis à 5 entreprises sur les 10 participantes d'acquérir les 500 MW proposés par EDF. Le dernier appel d'offres sera organisé au second semestre 2009.

## 6.2.2 Opérations régulées France

Les opérations régulées France d'EDF comportent :
- le transport, géré par RTE-EDF Transport ;
- la distribution, gérée par ERDF et l'opérateur commun avec GDF Suez ;
- les activités d'EDF dans les Systèmes Énergétiques Insulaires (Corse, DOM et Saint-Pierre-et-Miquelon), gérées par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (« SEI »).

Les tarifs de ces opérations régulées sont fixés au travers des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ainsi qu'au travers de la compensation des surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (CSPE ZNI) (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») »)).

### 6.2.2.1 TRANSPORT - RTE-EDF TRANSPORT

Créé le 1er juillet 2000, et filialisé depuis le 1er septembre 2005, RTE-EDF Transport est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec près de 100 000 km de circuits à haute et très haute tension et 44 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE-EDF Transport au cœur du marché européen de l'électricité. RTE-EDF Transport est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Il assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau et, avant sa filialisation, constituait, à cette fin, au sein d'EDF, un service indépendant avec une gestion managériale, comptable et financière dissociée. La filialisation de RTE a été mise en œuvre durant l'année 2005 et RTE devenu RTE-EDF Transport, est désormais une filiale à 100 % d'EDF, consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe.

Réaffirmant son engagement de Développement Durable, RTE-EDF Transport attache une attention particulière à accompagner dans les meilleures conditions le développement des énergies renouvelables en France. Le développement du réseau de transport et des interconnexions est un élément essentiel pour assurer le développement des énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne, et leur intégration dans le système électrique.

En 2008, le groupe RTE-EDF Transport a réalisé un chiffre d'affaires de 4 221 millions d'euros, un excédent brut d'exploitation de 1 349 millions d'euros et un résultat net de 295 millions d'euros. Les passifs financiers au 31 décembre 2008 s'élevaient à 7 636 millions d'euros (source : comptes consolidés 2008 du groupe RTE-EDF Transport).

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE-EDF Transport au cours des années 2005 à 2008 :

| (TWh) | 2005 | 2006 | 2007 | 2008* |
|---|---|---|---|---|
| **Injections** | | | | |
| Production | 522,7 | 520,6 | 514,8 | 515,5 |
| **Soutirages** | | | | |
| Énergie prélevée pour le pompage | 6,5 | 7,4 | 7,6 | 6,5 |
| Livraisons (y compris pertes) | 455,8 | 449,6 | 450,2 | 460,6 |
| **SOLDE EXPORTATEUR DES ÉCHANGES PHYSIQUES** | **60,4** | **63,6** | **57,0** | **48,3** |

** Chiffres provisoires*

En 2008, le solde net instantané des échanges physiques avec l'étranger de RTE-EDF Transport est resté exportateur, sauf ponctuellement pendant les périodes de froid de janvier à avril puis d'octobre à décembre où le solde a été importateur pendant environ 250 heures réparties sur 41 journées. Le solde exportateur diminue par rapport à 2007, essentiellement du fait du recul des exportations sur l'ensemble des frontières à l'exception de la frontière anglaise.

### 6.2.2.1.1 ACTIVITÉS DE RTE-EDF TRANSPORT

RTE-EDF Transport :

- gère les flux d'énergie : il assure l'équilibre offre/demande et procède aux ajustements, gère les flux d'électricité, gère les droits d'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux voisins. Il mobilise les réserves et compense les pertes. Il procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts ;
- gère l'infrastructure de transport : RTE-EDF Transport exploite et entretient le réseau public de transport et est responsable de son développement, en minimisant le coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, des personnes et des biens ;
- garantit l'accès au réseau de transport : il conclut des contrats avec les utilisateurs du réseau de transport, sur la base des tarifs d'accès aux réseaux et dans le respect des règles de non discrimination.

#### 6.2.2.1.1.1 GESTION DES FLUX D'ÉNERGIE

**Affectation des coûts**

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE-EDF Transport dus aux écarts négatifs est répercuté aux « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE-EDF Transport compense financièrement les responsables d'équilibre.

**Interconnexions**

RTE-EDF Transport gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins.

Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre. Ces interconnexions sont utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité (par exemple, pour compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en France en faisant appel aux producteurs et transporteurs voisins et réciproquement) et pour 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. De surcroît, ces interconnexions, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre des frontières, permettent de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

Concernant le projet de ligne France – Espagne, le sommet franco-espagnol du 10 janvier 2008 a abouti à la signature, entre RTE-EDF Transport et REE (le gestionnaire du réseau de transport espagnol) d'un accord visant à créer une société commune chargée de développer une liaison électrique par l'Est des Pyrénées. Les formalités de création de cette société, dénommée INELFE et chargée de mener à bien le projet de nouvelle liaison souterraine à courant continu entre la France et l'Espagne, ont été achevées en novembre 2008. Les statuts ont été signés par REE et RTE-EDF Transport.

Un accord entre RTE-EDF Transport et TERNA (le gestionnaire du réseau de transport italien) a été conclu le 30 novembre 2007 afin de favoriser le développement de l'interconnexion électrique France - Italie. Cet accord permettra une augmentation de 60 % de la capacité d'interconnexion actuelle ; RTE-EDF Transport et TERNA s'engagent à améliorer le réseau existant et à étudier la faisabilité d'une nouvelle interconnexion électrique entre les deux pays.

RTE-EDF Transport et ELIA, entreprise gestionnaire de réseau de transport en Belgique, ainsi que National Grid en Grande-Bretagne, ont lancé le 8 septembre 2008 une consultation du marché de l'électricité relative aux besoins d'augmenter dans l'avenir les capacités d'échange entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe, ainsi que sur le projet de construction d'une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne. Cette consultation s'inscrit dans un contexte où l'augmentation des investissements sur les réseaux de transport à travers toute l'Europe devient une nécessité, afin notamment d'accompagner l'essor des énergies renouvelables et l'implantation des nouvelles centrales de production.

RTE-EDF Transport et ELIA ont créé, le 18 décembre 2008, Coreso. Cette société commune, qui est opérationnelle depuis le 16 février 2009, a pour objet la coordination de l'exploitation des réseaux électriques regroupant la France, l'Allemagne et le Benelux. La création de Coreso répond aux besoins de renforcement de la coordination opérationnelle entre GRT exprimés tant par la Commission européenne, dans son projet de directive, 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, le GRT britannique, et Vatenfall Europe Transmission, GRT allemand, ont déjà annoncé qu'ils rejoindraient Coreso dans le courant de l'année 2009.

RTE-EDF Transport et National Grid ont décidé en juillet 2008 d'engager conjointement près de 70 millions d'euros d'investissements sur l'interconnexion électrique IFA2000 reliant la France et l'Angleterre, particulièrement pour le remplacement des équipements de conversion datant de 1986, année de mise en service de l'interconnexion. RTE-EDF Transport et National Grid cherchent à accroître la fiabilité de l'interconnexion électrique existante et ainsi en améliorer dans la durée la disponibilité en réponse aux attentes du

développement du marché européen de l'électricité. Ils marquent ainsi leur volonté de renforcer la sûreté des systèmes électriques et la fluidité des échanges d'électricité entre le Royaume-Uni et le reste de l'Europe.

**Tri Lateral Market Coupling**

Les capacités d'échange aux frontières étant limitées, des règles ont été définies au niveau européen par le règlement (CE) n° 1228/2003 afin de traiter les problèmes de congestion de réseau pour l'allocation des capacités d'interconnexion (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). En pratique, deux méthodes permettent d'être en conformité avec ce règlement :

- l'allocation de capacité d'interconnexion par enchères explicites : mise en vente de droits de programmer des échanges ;
- l'allocation par enchères implicites : la priorité d'accès aux interconnexions est donnée aux blocs d'énergie coûtant le moins cher.

Dans ce dernier cas, des « couplages de marchés » se sont mis en place. Le couplage de marché est fondé sur le fonctionnement des bourses d'électricité et revient à fusionner les carnets d'ordre (achat/vente) de deux bourses voisines et à renvoyer un prix unique commun aux deux bourses, dans la limite des capacités d'échange import et export.

Le couplage des trois marchés électriques France – Belgique – Pays-Bas, appelé Tri Lateral Market Coupling a été initié le 21 novembre 2006. Il constituait une première expérience en Europe (hors Nordpool) et son succès est aujourd'hui confirmé. Après la signature du *Memorandum of Understanding* en juin 2007, les bourses électriques et les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité belges, français, allemands, luxembourgeois et néerlandais ont réalisé des progrès significatifs vers un couplage des marchés de l'électricité de la région CWE (Central and Western Europe) et une meilleure coordination pour une sécurité d'approvisionnement. Le résultat du couplage de marché permettra la mise en place du marché régional électrique le plus important en Europe. Il contribuera à un rapprochement de ces marchés électriques *spot* ainsi qu'à une utilisation plus efficace des interconnexions. Le couplage de marché contribuera à accentuer la concurrence concernant les prix des marchés de gros de l'électricité et à accroître la sécurité d'alimentation. Le 1er octobre 2008, les 7 Gestionnaires de Réseau de Transport concernés (RTE-EDF Transport, Elia, TenneT, Cegedel Net, ainsi qu'EnBW, E. On Netz et RWE TSO) ont créé une société commune, dénommée « CASC-CWE » (Capacity Allocation Service Company), visant à offrir aux utilisateurs un « guichet unique » pour l'allocation aux enchères des capacités de transport d'énergie aux frontières des pays de la zone CWE (France, Benelux et Allemagne).

#### 6.2.2.1.1.2 Gestion de l'infrastructure de transport

**Maintenance**

RTE-EDF Transport assure la maintenance du réseau de transport au travers de l'entretien quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

À la suite des tempêtes de 1999, RTE-EDF Transport a engagé un programme de sécurisation mécanique. Ce projet, mené avec de nombreux prestataires extérieurs, vise à renforcer la tenue mécanique des lignes aériennes pour qu'elles résistent à des vents soufflant jusqu'à 150 km/h et à transformer ou installer environ 16 400 pylônes anti-cascade pour prévenir l'effet « domino » si les vitesses du vent étaient supérieures. L'achèvement de ce programme de sécurisation du réseau en 2017, décidé avec les pouvoirs publics (contrat de service public) et qui permet de se préparer à des événements climatiques majeurs, nécessitera, après étude de toutes les dispositions techniques à mettre en œuvre et de l'évolution du périmètre initial, une montée progressive, entre 2008 et 2011, du financement en dépenses d'exploitation qui devront ainsi passer de 105 millions d'euros (en euros 2007) en 2008 à 175 millions d'euros (en euros 2007) à partir de 2011.

**Développement**

RTE-EDF Transport poursuit par ailleurs le développement du réseau. Les nouveaux projets visent à renforcer le réseau national et l'ancrage du réseau de transport français dans le système européen.

RTE-EDF Transport élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à l'autorisation de la Commission de Régulation de l'Énergie. En 2008, RTE-EDF Transport a dépensé 834 millions d'euros au titre du développement de son réseau contre 773 millions d'euros en 2007.

**Réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport**

- Lignes Chaffard – Grande-Île et Marlenheim – Vigy

En octobre 2007, la nouvelle liaison 400 kV Chaffard – Grande-Île, entre Lyon et Chambéry, ainsi que le premier tronçon de la nouvelle ligne 400 kV Marlenheim – Vigy ont été mis en service conformément au planning. Ces lignes permettront de renforcer la sécurité d'alimentation électrique de la région de Chambéry pour la première et de la région Alsace pour la seconde.

- Nouveau Poste de transformation sur le site de Biançon (Var)

Un nouveau poste sous enveloppe métallique de 400 kV sur le site de Biançon (Var) a été mis en service en juin 2008. RTE-EDF Transport renforce ainsi l'alimentation de l'ouest des Alpes-Maritimes. Il s'agit d'une première étape dans le cadre des mesures palliatives engagées après l'arrêt du projet Boutre-Broc-Carros.

- Cotentin – Maine

Le projet de ligne électrique 400 kV Cotentin – Maine, d'une longueur d'environ 150 km est destiné à garantir la sûreté du système électrique français lors du démarrage du groupe de production de Flamanville 3. En avril 2008, le Ministère chargé de l'Énergie a validé le choix du fuseau de moindre impact pour le tracé de cette ligne. Tel que le prévoit la procédure administrative, ce tracé fait l'objet d'une étude d'impact approfondie, soumise à la consultation des maires et des services. Celle-ci aura lieu à partir d'avril 2009, puis l'enquête publique devrait être organisée au deuxième ou troisième trimestre 2009.

**Une nouvelle étape de croissance des investissements sur les réseaux de RTE-EDF Transport**

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, tels sont les défis auxquels RTE-EDF Transport doit faire face dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Pour y répondre, RTE-EDF Transport marque une nouvelle étape en matière d'investissements, en croissance sensible depuis 2004 et qui seront portés à environ 950 millions d'euros par an sur la période 2008-2011.

**Bilan énergétique 2008**

Augmentation de la consommation intérieure d'électricité

En 2008, la consommation intérieure française d'électricité (494,5 TWh) affiche une hausse de 2,9 % (+ 14,1 TWh) par rapport à 2007. Les clients directs raccordés au réseau de RTE-EDF Transport affichent, quant à eux, une diminution de leurs soutirages de 0,9 % (- 0,8 TWh).

La disparité des conditions climatiques rencontrées en 2008 par rapport à 2007 a entraîné une hausse de consommation de 6,8 TWh en 2008 par rapport à l'année précédente, le reste de la croissance provenant de l'augmentation des besoins des clients desservis par les réseaux de distribution.

La consommation intérieure corrigée de l'aléa climatique (valeur provisoire : 486,1 TWh) est en hausse de 1,2 % (+ 5,7 TWh) en 2008 par rapport à 2007[1], après correction de l'effet de l'année bissextile.

Cette augmentation provient du développement des usages de l'électricité de la clientèle reliée aux réseaux basse tension (clientèle domestique, professionnels, services publics, éclairage public, divers tertiaire) dont la consommation augmente d'environ 3 % en valeur corrigée des aléas climatiques et de l'effet de l'année bissextile, tandis que les clients du type PME/PMI, desservis par le réseau HTA, affichent une stabilité de leur consommation en valeur corrigée des aléas climatiques et de l'effet de l'année bissextile.

En 2008, le maximum de consommation en France a été enregistré le 15 décembre avec une valeur de 84 426 MW pour une température moyenne journalière de +3,9 °C (-1,4 °C par rapport à la normale). À fin d'année, le maximum absolu de consommation restait égal à 88 960 MW, valeur enregistrée le 17 décembre 2007.

Les échanges commerciaux transfrontaliers (exportations + importations) atteignent 116,2 TWh en 2008 et retrouvent, sous l'effet de la hausse des importations, un niveau proche de celui des années antérieures à 2007.

L'écart est de + 5,6 TWh (+5,1 %) par rapport à 2007.

#### 6.2.2.1.1.3 Activités de RTE-EDF Transport à l'international

RTE International, filiale de RTE-EDF Transport créée en septembre 2006, est l'interface de RTE-EDF Transport pour toutes les prestations d'ingénierie et de conseil hors de France en réponse soit à des appels d'offres soit à des sollicitations de gré à gré.

Pendant l'année 2008, 21 contrats ont été remportés en gré à gré dans le cadre d'accords de coopération ou dans le cadre d'appels d'offres internationaux, notamment :

- mise en place d'un marché de l'électricité couvrant les six pays du « *Great Mekong* » (Cambodge, Chine du Sud, Laos, Myanmar, Thailande et Vietnam) sur financement de la Banque Asiatique de Développement ;
- assistance à GCCIA (*Gulf Coast Countries Interconnection Authority*) pour l'exploitation et la maintenance des interconnexions des six pays du golfe persique (Émirats Arabes Unis, Arabie Saoudite, Bahrein, Oman, Qatar et Koweit).

#### 6.2.2.1.2 ORGANISATION DE RTE-EDF TRANSPORT

**RTE-EDF Transport : une société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance**

En application de la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004, le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005 approuvant les statuts de la société RTE-EDF Transport prévoit que la société est contrôlée par un Conseil de surveillance et dirigée par un Directoire.

Le Conseil de surveillance de RTE-EDF Transport est composé de douze membres, dont six nommés par l'Assemblée générale ordinaire, quatre représentants des salariés et deux représentants de l'État. La durée de leur mandat est de cinq ans.

Le Directoire de RTE-EDF Transport est composé d'au maximum cinq membres, personnes physiques, nommées pour une durée de cinq ans, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance. 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.

En application de l'article 14 de la Loi du 10 février 2000, le Président du Directoire soumet chaque année à l'approbation de la CRE le programme d'investissement du réseau public de transport d'électricité, compatible avec le plan financier à moyen terme de RTE-EDF Transport.

En France, la gestion du Réseau Public de Transport (RPT) est assurée par RTE-EDF Transport en application de l'article 7 de la Loi 2004-803 du 9 août 2004. L'article 12-II de la Loi 2000-108 du 10 février 2000 dispose que le gestionnaire du RPT exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie. Le cahier des charges type de la concession du RPT a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. L'avenant à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE-EDF Transport du RPT d'électricité a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051. Le nouveau cahier des charges se substitue au cahier des charges datant de 1995, inadapté au nouveau cadre juridique issu des directives 96/92/CE du 19 décembre 1996 et 2003/54/CE du 26 juin 2003 (séparation juridique, comptable et managériale entre l'activité de transport et les activités de production et de fourniture d'électricité).

#### 6.2.2.1.3 TARIF D'UTILISATION DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport est une composante du TURPE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ») ci-dessous).

### 6.2.2.2 DISTRIBUTION – ELECTRICITÉ RÉSEAU DISTRIBUTION FRANCE (ERDF)

L'activité de distribution a pour objet principal l'acheminement d'électricité vendue par les fournisseurs d'électricité aux clients finals. ERDF, filiale détenue à 100 % par EDF issue de la filialisation des activités de distribution et opérationnelle depuis le 1er janvier 2008, dessert environ 34 000 des quelques 36 500 communes françaises. Cela représente 95 % des volumes d'électricité distribués en France, 5 % étant distribués par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

ERDF délivre l'électricité aux bornes (comptage) des installations des clients du réseau où sont réalisés les soutirages. Sur le réseau de distribution, divers opérateurs injectent de l'électricité. Ce sont principalement :

- RTE-EDF Transport, qui assume en France les responsabilités de transporteur (voir section 6.2.2.1 (« Transport — RTE-EDF Transport ») ci-dessus) : les injections correspondantes se font au niveau des postes sources répartis sur le réseau ;
- des producteurs au titre d'installations dont la taille permet une injection directe sur le réseau de distribution.

À tout moment, ces injections doivent compenser les soutirages des clients et les pertes du réseau sous peine de dégradation de la qualité du produit délivré (qualité de l'onde, tension, voire continuité de fourniture).

Pour l'année 2008, les volumes d'électricité (données provisoires) qui ont transité sur le réseau d'ERDF étaient de :

- injections :
  - par RTE-EDF Transport : 347,8 TWh ;
  - par les producteurs décentralisés : 18,9 TWh ;
- soutirages : 346,4 TWh ; et
- pertes : 20,3 TWh.

Le réseau de distribution génère des pertes dont une part est due à des raisons physiques (effet Joule) qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. ERDF doit compenser ces pertes pour fournir la quantité d'électricité demandée par les clients finals. En 2008, le taux de pertes a été de 5,5 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 20,3 TWh. Le coût pour ERDF s'est élevé en 2008 à 1 287 millions d'euros. Pour compenser ces pertes, ERDF achète l'électricité correspondante sur le marché

1 Valeur définitive 2007 : 480,4 TWh

par le biais d'appels d'offres en mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés.

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

ERDF a distribué en 2008 de l'électricité à plus de 33 millions de Points De Livraison (PDL) en France continentale via un réseau d'environ 1 280 000 km.

En 2008, ERDF a publié un chiffre d'affaires de 11 298 millions d'euros, un EBITDA de 2 603 millions d'euros et un résultat net de 217 millions d'euros. Les passifs financiers (hors dérivés de couverture) au 31 décembre 2008 s'élevaient à 166 millions d'euros. ERDF employait 36 795 personnes au 31 décembre 2008 (source : rapport d'activité 2008 ERDF).

#### Actualité institutionnelle et législative

Les textes d'application des lois Solidarité et Renouvellement Urbain (SRU) et Urbanisme et Habitat (UH) relatives aux opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité prévoient la mise en œuvre d'un nouveau dispositif dont les principales caractéristiques sont les suivantes :
- définition des opérations de raccordement avec distinction de la partie extension et de la partie branchement ;
- identification précise des bénéficiaires et contributeurs ;
- établissement d'un barème de prix unique pour la facturation de l'ensemble des opérations de raccordement ;
- prise en charge par le tarif d'acheminement de 40 % du prix de raccordement (réfaction applicable au prix du barème).

L'arrêté du 17 juillet 2008 (publié au *Journal Officiel* du 20 novembre 2008) fixant le taux de réfaction à 40 % a permis la mise en œuvre des lois SRU-UH. Cet arrêté est entré en vigueur le 1er janvier 2009 et ne concerne que les autorisations d'urbanisme dont la date de dépôt de la demande est postérieure à cette date.

Le barème de prix a été proposé à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui l'a approuvé.

Les contributions reçues en application de ces textes seront comptabilisées en chiffre d'affaires.

### 6.2.2.2.1 RÉSEAU DE DISTRIBUTION

#### Caractéristiques techniques

Le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.3 (« Concessions ») ci-dessous) est constitué, au 31 décembre 2008, d'environ :
- 599 300 km de lignes haute tension à 20 000 volts (HTA) ;
- 675 300 km de lignes basse tension à 400 volts (BT) ;
- 2 200 postes-sources HTB/HTA ;
- 734 000 postes de transformation HTA/BT.

En général, les frontières de ce réseau sont :
- en amont, le poste source, propriété d'ERDF pour la partie qu'elle exploite, assurant l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ;
- dans certains cas, toujours en amont, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ;
- en aval, le compteur et le disjoncteur installés chez le client qui relèvent de la concession.

#### Le redressement ciblé de la qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. Il se traduit par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie contractuelle ou, à défaut, réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures. Le décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, dont certaines dispositions sont entrées en vigueur le 28 juin 2008, fixe les seuils de qualité de desserte à respecter par les gestionnaires de réseau de distribution. En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 98 % des clients sont considérés en 2008 comme « bien alimentés » au regard de la réglementation en vigueur. On constate en revanche depuis quelques années une augmentation de la durée cumulée moyenne d'interruption de fourniture, passée d'un peu plus de 60 minutes en 2004 et 2005 à 72 minutes en 2007 et 78 minutes en 2008. Cette tendance s'explique par l'accumulation récente d'événements climatiques extrêmes (neige collante, pluies verglaçantes, violents orages et tempêtes en 2006 et 2007, épisodes neigeux de grande ampleur début 2007 et fin 2008) mais aussi par des défaillances en nombre croissant liées au vieillissement du réseau.

Face à ce constat, ERDF a proposé à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), dans le cadre des consultations relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité (« TURPE ») »)), d'engager, à partir de 2009, un plan à long terme de modernisation et de redressement ciblé de la qualité de desserte.

#### Évolution des investissements

En 2008, 2 034 millions d'euros ont été investis, dont 1 012 millions en majorité liés aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs. La relance des investissements s'est ainsi traduite par une augmentation de 297 millions d'euros d'investissements dans le réseau de distribution entre 2007 et 2008. Les ressources supplémentaires ainsi engagées ont été consacrées à la sécurisation des réseaux, à la sécurité et à la préservation de l'environnement, trois domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes. Au total, de 2007 à 2008, c'est environ 3,8 milliards d'euros qui ont été investis par le distributeur sur les réseaux de distribution en France continentale. En complément, les autorités concédantes ont investi environ 1 069 millions d'euros en 2008. Au total, ce sont donc environ 3,1 milliards d'euros qui ont été investis en 2008 en France continentale sur les réseaux de distribution. Pour amorcer le plan de redressement de la qualité de fourniture, réduire la sensibilité du réseau aux risques climatiques (neige collante, tempête, inondation, canicule), moderniser l'outil industriel et raccorder les nouveaux utilisateurs au réseau, ERDF prévoit d'investir près de 2,3 milliards d'euros en 2009.

Un plan d'actions Aléas climatiques a été élaboré et lancé en 2006 dans le cadre du contrat de service public (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)). Reposant sur un diagnostic complet des fragilités potentielles du réseau vis-à-vis des phénomènes climatiques, ce plan prévoit notamment l'enfouissement de plus de 30 000 km de réseaux à moyenne tension d'ici 2016.

En outre, ERDF, afin de répondre aux objectifs du contrat de service public, ainsi qu'à des objectifs environnementaux et esthétiques, s'est engagé à enterrer 90 % des nouvelles lignes HTA et à réaliser en « technique discrète » les deux tiers des nouvelles lignes BT. ERDF n'a pas pour objectif d'enfouir l'intégralité de son réseau. Un réseau enterré reste en effet soumis aux risques de coupure comme un réseau aérien : il peut subir des agressions extérieures (canicule, inondations, travaux, etc.) et le temps néces-

saire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients peut être plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, ERDF a mis en place une Force d'Intervention Rapide (« FIRE »). Elle lui permet de mobiliser à tout moment sur une région touchée, les équipes d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients.

#### Intempéries de fin d'année 2008 et de début d'année 2009

D'importantes chutes de neige dans la nuit du 13 au 14 décembre 2008 dans le Massif central ont privé d'électricité 100 000 clients. ERDF a mobilisé 920 agents sur le terrain, dont certains sont venus en renfort de plusieurs régions, ainsi que 150 salariés d'entreprises spécialisées. Malgré des conditions climatiques exceptionnelles et les fortes chutes de neige qui ont rendu difficile l'accès à certains points du réseau touché par les intempéries, ERDF a ré-alimenté 97 % des clients en moins de quatre jours. Ceci répond parfaitement aux engagements du Contrat de Service Public qui fixe une réalimentation de 90 % des clients en moins de 5 jours pour des événements climatiques exceptionnels.

Les mois de janvier et février 2009 ont été marqués par deux tempêtes de grande ampleur.

La tempête Klaus a frappé le 24 janvier 2009 les régions Aquitaine, Midi-Pyrénées et Languedoc-Roussillon. Cette tempête a particulièrement endommagé le réseau de distribution publique d'électricité. Les agents d'ERDF ont été épaulés par leurs collègues de la FIRE, des salariés du groupe EDF et d'entreprises spécialisées ainsi que des renforts venus d'autres pays européens. La mobilisation de 6 600 techniciens a permis de ré-alimenter en quatre jours plus de 90 % des 1,7 millions de clients concernés.

À peine sortie de la première tempête, une deuxième tempête, baptisée Quinten, a traversé la France le 10 février 2009 au nord d'une ligne allant d'Arcachon à Besançon. Elle a privé d'électricité plus de 900 000 foyers. Grâce à la mobilisation de 4 300 agents d'ERDF et d'entreprises spécialisées, répartis sur les 62 départements impactés, 90 % des clients privés d'électricité ont pu être ré-alimentés en un jour.

L'évaluation précise des dommages et des coûts de remise en état des installations après le passage de ces deux tempêtes sera effectuée au cours du premier semestre 2009.

### 6.2.2.2.2 MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

#### Fonctionnement du marché de l'électricité

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

Après une phase de définition des règles visant à faire fonctionner le marché, ERDF a porté en 2008 ses efforts, en concertation avec les fournisseurs alternatifs, le commercialisateur EDF, le régulateur (CRE), les associations de consommateurs, l'État et les collectivités, sur l'amélioration continue des processus et des systèmes d'information associés. Les indicateurs de la performance d'ERDF sont convenus avec les fournisseurs d'électricité. Dans le domaine de la gestion et de la relation clientèle, ils ont progressé sur les 18 derniers mois.

L'année 2008 aura été également marquée par la forte augmentation du nombre de raccordements d'installations de production d'électricité de puissance de raccordement inférieure à 36 kVA.

Suite à une décision rendue le 7 avril 2008 par le Comité de Règlement des Différends et Sanctions (CoRDiS) de la CRE, ERDF a aménagé en 2008 son modèle de contrat GRD-F proposé aux fournisseurs. Des précisions y ont été apportées sur les responsabilités d'ERDF à l'égard des fournisseurs. D'autre part, les clients peuvent engager, au besoin, la responsabilité contractuelle du gestionnaire de réseau.

#### Projet de compteurs communicants

ERDF a décidé en 2008 d'engager l'expérimentation d'une nouvelle génération de compteurs communicants. Ils permettront au distributeur de relever et d'intervenir à distance et au client de recevoir ses factures sur index réel. Cette expérimentation ouvre de nouvelles perspectives : réduction des coûts par la dématérialisation des relevés et des interventions, amélioration du service rendu aux clients et aux fournisseurs par la multiplication des offres au consommateur et optimisation de la gestion du réseau (suivi précis de la qualité de fourniture, optimisation de la courbe de charge, réduction des pertes non techniques, etc.). Cette expérimentation concerne 300 000 clients dans l'agglomération de Lyon et dans la région de Tours. Elle fera l'objet d'un bilan par la CRE en 2010. Elle permettra d'envisager le renouvellement à plus long terme de l'ensemble du parc des 35 millions de compteurs d'ERDF. Ce vaste chantier, s'il est mis en œuvre, devrait se dérouler sur une durée de l'ordre d'une dizaine d'années et pourrait représenter un investissement de 4 à 5 milliards d'euros.

### 6.2.2.2.3 CONCESSIONS

En France, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des « biens de retour ». La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution, dont l'objet est d'assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution ainsi que le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de distribution, est confiée par la Loi (articles 2 et 18 de la Loi du 10 février 2000) à ERDF et EDF dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, et, dans leur zone de desserte exclusive, aux DNN (ou ELD) mentionnés à l'article 23 de la Loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Ce service public est géré dans le cadre de contrats de concession qui portent non seulement sur la gestion des réseaux, mais également sur la fourniture aux tarifs réglementés, cette dernière mission étant confiée par la Loi à EDF et aux DNN dans leur zone de desserte.

Conformément aux dispositions de l'article 14 de la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004, modifié par l'article 23 de la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, les contrats de concession en cours sont réputés signés conjointement par l'autorité concédante (collectivité territoriale ou établissement public de coopération), EDF (ou le DNN territorialement compétent) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés, et par ERDF (ou le DNN territorialement compétent) pour la partie réseaux. Lors de leur renouvellement ou de leur modification, les contrats de concession sont co-signés selon ces modalités.

ERDF gère, aux côtés d'EDF, environ 1 200 contrats de concession, correspondant à 94 % de l'électricité distribuée et couvrant 95 % de la population.

#### Modalités des contrats de concessions

Un modèle de contrat de concession et de cahier des charges a été adopté (avec des ajustements selon que le contrat a été passé avec une commune urbaine ou un syndicat de communes) en juin 1992 à la suite de négociations entre EDF et la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), et validé par les représentants des pouvoirs publics. Ce modèle a été mis à jour, afin de l'adapter au nouveau contexte législatif et réglementaire, en juillet 2007 (voir section 6.5.3 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)). Il incite les concédants à se regrouper au niveau départemental. À ce jour, environ 95 % des contrats de concession ont été signés selon ce modèle.

Au 31 décembre 2008, les contrats de concession de 168 communes sont arrivés à échéance et font l'objet d'une tacite reconduction dans l'attente de la conclusion de la négociation de leur renouvellement. Ces communes représentent moins de 0,5 % de la population desservie par ERDF.

Le traité de concession de la ville de Paris, signé le 30 juillet 1955 et modifié à plusieurs reprises par voie d'avenant, vient à échéance le 31 décembre 2009. Des négociations sont en cours avec la Ville de Paris en vue de la signature d'un nouveau contrat.

Le contrat de concession est négocié localement sur la base du modèle de cahier des charges adopté en 1992, dont les principales clauses portent sur les points suivants :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire, en ce qui concerne la mission de gestion des réseaux, le droit exclusif d'exploiter le service public de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité sur un territoire déterminé. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique ;
- le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant ;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement (article 10). Les montants correspondant à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte-rendu aux concédants (article 32) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de renouvellement, prévoyant notamment le reversement au concédant de l'excédent éventuel de provision pour renouvellement non utilisé (article 31 A) ;
- les modalités pratiques et financières en cas de non renouvellement ou de résiliation anticipée lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt (article 31-B), à savoir (i) la remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service, (ii) le versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de la participation d'EDF à leur financement (ces dispositions ont vocation à permettre la récupération par EDF de la valeur non amortie des ouvrages financés en tant que concessionnaire), et (iii) le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages.

#### Durée des contrats de concession

Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. Pondérée par les consommations exprimées en kWh acheminés aux clients aux tarifs bleu, jaune et vert, la durée résiduelle moyenne des concessions est actuellement de 15 ans.

#### La réalisation de travaux sur les réseaux de distribution : une compétence partagée

La maîtrise d'ouvrage sur les réseaux — le maître d'ouvrage assure l'organisation, la réalisation et le financement des travaux — est répartie, selon des principes fixés par le cahier des charges, de la manière suivante :

- en matière de raccordement (extension des réseaux et création des branchements) et de modification d'ouvrages (renforcement du réseau rendu nécessaire par l'accroissement de la demande d'électricité ou l'amélioration de la qualité de service), ERDF et l'autorité concédante se répartissent la maîtrise d'ouvrage au cas par cas dans le régime d'électrification rurale. Dans les régimes urbains, ERDF assure, de manière générale, la maîtrise d'ouvrage ;
- concernant la maintenance et le renouvellement (entretien, élagage, renouvellement à l'identique, déplacement et mise en conformité), ERDF est le maître d'ouvrage ;
- pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement (enfouissement, amélioration de l'esthétique), les collectivités locales sont maîtres d'ouvrage exclusifs.

#### Principales redevances et contributions

Les contrats prévoient le paiement de redevances permettant au concédant de financer des dépenses liées à la concession.

ERDF doit s'acquitter d'une redevance pour l'occupation du domaine public par les ouvrages d'électricité. Selon une formule, révisée par un décret de mars 2002, cette redevance est calculée en fonction, notamment, de la population desservie. Elle est versée aux communes ou aux syndicats concédants et aux départements.

ERDF, comme les DNN, verse une contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACE) assise sur le nombre de kWh acheminés. Le FACE redistribue les fonds collectés aux collectivités locales pour le financement de leurs dépenses d'électrification en régime rural.

En outre, ERDF, comme les DNN, participe au mécanisme du Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) qui répartit entre les gestionnaires de réseau de distribution les charges de péréquation liées à l'obligation de faire bénéficier tous les clients du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

### 6.2.2.2.4 ORGANISATION D'ERDF

L'article 15 de la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 prévoit que 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.

La Loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006 a modifié la Loi du 9 août 2004, afin de transposer les dispositions de la directive du 26 juin 2003 relatives à la séparation juridique du distributeur. Le principe retenu avec Gaz de France (puis GDF Suez) est celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux, les deux filiales ERDF et GrDF partageant un service commun conformément au cadre légal.

En application de la Loi du 9 août 2004, un traité d'apport partiel d'actifs a permis l'apport par EDF à ERDF des actifs et passifs d'EDF liés à l'activité de distribution de l'électricité (dont notamment les droits, autorisations, obligations et contrats liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité).

ERDF est une société anonyme dirigée par un Directoire et contrôlée par un Conseil de surveillance. Le Conseil de surveillance d'ERDF est composé de quinze membres : huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants de salariés élus dans les conditions prévues par la Loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 et deux représentent l'État. La durée de leur mandat est de cinq ans.

Le Directoire d'ERDF est composé de cinq membres, personnes physiques, nommées pour une durée de cinq ans, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance. Ce dernier désigne le président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire. Le président, nommé pour la même durée que celle de son mandat de membre du Directoire, représente la société dans ses rapports avec les tiers.

Depuis le 1er janvier 2008, les activités de distribution d'EDF sur le territoire métropolitain continental sont principalement assurées par ERDF, responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité. Conformément à l'article 27 de la Loi du 7 décembre 2006, ces activités s'appuient en particulier sur un service commun à ERDF et Gaz réseau Distribution

France (GrDF), société créée le 1er janvier 2008 et détenue à 100 % par Gaz de France (puis GDF Suez), responsable de la gestion du réseau public de distribution de gaz. Chaque entreprise gère néanmoins de manière indépendante le portefeuille de ses clients.

Le service commun à ERDF et GrDF n'est pas doté de la personnalité morale. Il 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.

L'exercice en commun avec Gaz de France (puis GDF Suez) des activités de distribution d'électricité et de gaz remonte à 1951. Ce mode d'organisation « mixte » permet une plus grande efficacité et une couverture territoriale optimisée. Ainsi, environ un tiers des interventions techniques et des relevés chez les clients sont effectués simultanément en électricité et en gaz.

Ce mode d'organisation conduit à des synergies obtenues par la mise en commun des métiers du comptage, des petites interventions chez les clients et de l'accueil des utilisateurs du réseau (consommateurs, producteurs, fournisseurs, tiers). S'y ajoute également un intérêt en terme d'évolution de carrière et de motivation pour les salariés.

### Missions d'ERDF

ERDF exerce en France, dans les conditions fixées par les cahiers des charges de concession, les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental et celles de service public dévolues par la Loi. Il s'agit de :

- 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 ;
- exercer des prestations pour les DNN et des distributeurs et autorités organisatrices mentionnés respectivement aux III et IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales ;
- et plus généralement, se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières ou immobilières se rattachant aux missions précitées.

Les activités techniques ont représenté pour ERDF et GrDF en 2008, plus de 91 millions de relevés de compteurs et 10 millions d'interventions chez les clients, effectuées par près de 13 000 techniciens mixtes.

### Relations contractuelles entre ERDF et GrDF au sein du service commun

L'article 5 de la Loi n° 46-628 du 8 avril 1946 dans sa rédaction issue de l'article 2 de la Loi du 9 août 2004 et de l'article 27 de la Loi du 7 décembre 2006 dispose que « chacune des sociétés assume les conséquences de ses activités propres dans le cadre des services communs non dotés de la personnalité morale ».

EDF et Gaz de France (désormais GDF Suez) ont conclu le 18 avril 2005 une convention visant à définir leurs relations avec le service commun. Elle précise ses compétences et le partage des coûts résultants de son activité. En 2007, afin d'adapter ladite convention à l'exigence de séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité et de gaz, EDF et Gaz de France (désormais GDF Suez) ont conclu un avenant à la convention du 18 avril 2005. Cet avenant organise notamment la reprise par les filiales des deux entreprises de l'ensemble des droits et obligations issus de la convention et adapte ou supprime des dispositions techniques qui n'ont plus lieu d'être en raison de la création effective des deux filiales. Cet avenant porte également sur les modalités d'évolution de la convention en cas de modification du cadre législatif et en cas de changement de contrôle de l'une ou l'autre des filiales (au travers d'un processus de négociation entre les parties dans le respect des équilibres économiques prévalant avant la demande de négociation), ainsi que sur la composition et les missions des instances de pilotage du service commun (Directoire et Comité). Ce contrat a été apporté respectivement par EDF et Gaz de France (désormais GDF Suez) aux sociétés ERDF et GrDF, au moment de leur création.

Le contrat a été conclu pour une durée indéterminée et peut être résilié à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier un contrat. Si, à l'issue de ce délai, un nouveau contrat n'est pas conclu, il sera fait application d'une procédure de règlement des différends décrite ci-après.

ERDF et GrDF ont par ailleurs défini dans ce contrat les principes et modalités de gouvernance du service commun (organisation, pilotage et évolution). Celle-ci prévoit que chaque entreprise a la liberté de faire évoluer les activités qui lui sont propres au sein du service commun. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers du service commun, une étude est conduite. Le préjudice éventuel serait compensé par le versement d'une indemnité financière et/ou par modification de l'accord conclu entre les deux entreprises. Les décisions relatives aux activités mixtes sont prises en commun par les deux entreprises. Ni ERDF, ni GrDF ne peuvent en conséquence se voir imposer de décision sans l'accord de l'autre partie.

Le contrat peut être modifié :

- *à l'initiative d'ERDF et de GrDF*. À cet effet, une étude d'impact pourra, le cas échéant, être réalisée ;
- *en cas de changement de Loi*. Le contrat devra être adapté, tout en respectant l'équilibre global de celui-ci, pour tenir compte des évolutions du cadre législatif et réglementaire applicable ;
- *en cas de changement des circonstances économiques*. Les conditions, notamment financières, stipulées dans le contrat, ont été arrêtées en fonction des dispositions en matière de comptabilité, de fiscalité et de gestion de la trésorerie en vigueur à la date de sa signature. Elles ont également été arrêtées en fonction des circonstances économiques ou juridiques constatées à cette date. En conséquence, par suite de la modification des circonstances ayant conduit ERDF et GrDF à conclure le contrat :
  - si une des parties venait à être soumise à toute mesure ou événement fiscal, juridique, économique, financier ou autre, ou à un contentieux, entraînant des conséquences, notamment financières, importantes pour cette partie, ou
  - si des dispositions du contrat venaient à être irrégulières ou illégales, ayant pour effet d'augmenter les coûts engendrés pour cette partie par les obligations souscrites aux termes du contrat, de réduire de façon significative les avantages que cette partie retire du contrat ou encore de rendre le contrat irrégulier ou illégal, alors la partie concernée en aviserait immédiatement l'autre,

les parties négocieraient de bonne foi afin de prendre en compte ces circonstances nouvelles.

Par ailleurs, le contrat organise les modes de règlement des différends entre les parties. Le cas échéant, les parties devront se réunir pour mettre en place tous moyens nécessaires pour parvenir à un accord amiable dans un délai maximum d'un mois.

À défaut d'accord amiable à l'issue de ce délai, ERDF et GrDF transmettent d'un commun accord sans délai, dans les règles de confidentialité requises, aux membres du Directoire mentionné ci-dessus qui ont reçu délégation à cet effet, les éléments du litige afin de rechercher une solution amiable dans un délai de 20 jours.

À défaut d'accord amiable entre les parties, le différend sera soumis, avant toute saisine du tribunal compétent, à une procédure de médiation externe. Les parties, d'un commun accord, nommeront le médiateur et définiront sa mission et les délais de réalisation de cette médiation. La solution proposée par le médiateur ne sera ni obligatoire, ni exécutoire.

En cas de rejet de la solution du médiateur par une partie, le différend pourra être soumis à la compétence des tribunaux de Paris qui pourront seuls trancher toute contestation relative à la formation, la validité, l'exécution ou l'interprétation du contrat.

#### Affectation des charges et des biens

Il existe au sein du service commun à ERDF et GrDF différentes catégories de charges :

- les charges afférentes aux activités du service commun qui relèvent directement de l'une des entreprises, et ce quelle que soit leur nature, sont directement imputées à cette entreprise. Elles ne donnent donc pas lieu à des flux financiers. Ainsi, pour le personnel du service commun affecté de manière fixe à des activités électriques uniquement, les charges correspondantes sont directement imputées à ERDF ;
- les charges relatives aux activités exercées de manière simultanée et indifférenciée pour le compte d'ERDF et de GrDF, et ce quelle que soit leur nature, font l'objet d'une répartition entre les parties en application de clés de répartition contractuelles. Ces charges sont réparties entre ERDF et GrDF à la source, c'est-à-dire dès le fait générateur de la dépense, et la quote-part revenant à chaque entreprise est directement enregistrée dans la comptabilité de l'entreprise concernée. Elles ne donnent pas lieu à des flux financiers entre ERDF et GrDF. La définition des éléments de calcul (assiette, clé de répartition) est identique entre ERDF et GrDF. La répartition la plus fréquemment adoptée se fait au prorata du nombre d'utilisateurs des réseaux. À titre indicatif, les clés de répartition aboutissent à un partage global d'environ 75 % pour ERDF et 25 % pour GrDF en 2008. Ainsi, pour le personnel du service commun affecté de manière fixe à des activités mixtes électricité et gaz, les charges correspondantes sont directement réparties, et imputées en comptabilité, entre ERDF et GrDF selon la clé de répartition applicable ;
- en revanche, certaines charges peuvent être d'abord comptabilisées dans les comptes de l'une des deux entreprises et ensuite donner lieu à refacturation à l'autre entreprise. Ainsi, certains membres du personnel du service commun sont rattachés administrativement et comptablement à l'une des deux entreprises, mais peuvent, de manière variable, effectuer des tâches pour le compte de l'autre. Les heures travaillées pour l'autre entreprise sont collectées quotidiennement et sont refacturées chaque mois. En 2008, 72 millions d'euros ont ainsi été facturés par ERDF à GrDF, et 58 millions d'euros ont été facturés par GrDF à ERDF. Pour le reste, certaines prestations de service effectuées pour l'ensemble du service commun sont assurées et prises en charge comptablement par l'une des deux entreprises, puis celle-ci refacture à l'autre, toujours sur la base d'une clé de répartition contractuelle. Il s'agit principalement de l'informatique et des télécommunications, des services automobiles et de l'immobilier. En 2008, au titre de ces services communs (hors immobilier), 47 millions d'euros ont ainsi été facturés par ERDF à GrDF et 24 millions d'euros ont été facturés par GrDF à ERDF. Au titre de l'immobilier du service commun, ERDF a facturé en 2008 à GrDF 71 millions d'euros et GrDF a facturé à ERDF 65 millions d'euros.

### 6.2.2.3 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 et les Collectivités d'Outre-Mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon.

L'ensemble de ces territoires correspond aux « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » mentionnées à l'article 2 de la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 telle que modifiée par la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- d'une part, ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- d'autre part, la faible taille de leur système électrique et l'inexistence ou la faiblesse de leur interconnexion avec un réseau continental fait que les coûts de production y sont structurellement beaucoup plus élevés qu'en métropole, et de ce fait très supérieurs à la part qui en est reflétée dans les tarifs.

Cet état de fait a notamment pour conséquence que les surcoûts de production dans ces SEI sont considérés par le législateur comme une charge de service public, et à ce titre compensés par le biais de la contribution au service public de l'électricité (« CSPE ») (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France ») ci-dessous)).

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

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes, entre le coût de production du MWh et le prix de vente au tarif péréqué, 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 de maîtrise de la demande d'énergie.

La plupart des SEI connaissent cependant une croissance importante de leur consommation (forte croissance démographique et/ou rattrapage du retard dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande doit être couverte par l'apparition de nouveaux moyens de production, décidés par le Ministre de l'Industrie dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements, soit par recours à une procédure d'appel d'offres, soit en autorisant des projets développés à l'initiative d'opérateurs. L'intérêt des opérateurs, dont EDF, à investir dans l'activité de production des SEI a été renforcé par un arrêté pris par le Ministre délégué à l'Industrie le 23 mars 2006, fixant à 11 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de production réalisés en Corse, dans les Départements d'Outre-Mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte

#### ÉVOLUTIONS RÉCENTES ET PERSPECTIVES À MOYEN TERME

#### Investissements prévisionnels en production d'ici 2015

L'arrêté ministériel fixant la Programmation Pluriannuelle des Investissements (« PPI »), pris le 7 juillet 2006, chiffre les objectifs de mise en œuvre

de moyens de production centralisée pour les SEI à 1 230 MW à l'horizon 2015, ce chiffre incluant la nécessité de renouveler 6 des 7 principales centrales Diesel.

Compte tenu de la stratégie retenue, consistant à demeurer, dans chacun des Systèmes Energétiques Insulaires, l'acteur majoritaire en terme de puissance installée, le groupe EDF a entrepris :

- le projet de renouvellement de 6 des 7 principales centrales Diesel à partir de 2010 en Corse et dans les DOM. Ce projet, qui contribuera également à satisfaire une partie des besoins émergents, est porté par la filiale à 100 % du Groupe, « EDF Production Electrique Insulaire SAS », créée à cet effet en décembre 2006. Il porte sur un total de 900 MW à l'horizon 2015. EDF Production Electrique Insulaire a signé en octobre 2008 avec le groupement d'entreprises MAN - Clemessy - Eiffage le contrat de fourniture clés en main des trois centrales de Port Est (à la Réunion), de Jarry Nord (en Guadeloupe) et de Bellefontaine 2 (en Martinique) avec, en option, la fourniture des moteurs pour les centrales de Corse et de Guyane ;
- le lancement de la construction de l'ouvrage hydraulique du Rizzanèse, en Corse. Cet ouvrage, représentant un investissement de 200 millions d'euros, sera mis en service en 2012 ;
- le lancement de l'extension de l'ouvrage hydraulique de Rivière de l'Est, à la Réunion. Cette extension, représentant un investissement de 20 millions d'euros, sera mise en service en 2009.

#### Investissements prévisionnels en distribution d'ici 2010

À la suite du passage du cyclone Gamede à la Réunion (février 2007), puis du cyclone Dean en Martinique et en Guadeloupe (août 2007), EDF a entamé un programme de 40 millions d'euros sur la période 2008-2010 pour reconstruire les réseaux de ces départements ou en améliorer la tenue à l'aléa cyclonique.

### 6.2.2.4 TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (« TURPE »)

En application de la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont adoptés conjointement par le Ministre chargé de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie, sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution (TURPE 2), approuvés par décision du 23 septembre 2005 par les pouvoirs publics, sont entrés en vigueur le 1er janvier 2006. Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution sont déterminés de façon à couvrir :

- les coûts des activités de transport et de distribution, tout en intégrant des objectifs de productivité fixés par le régulateur ;
- une rémunération financière égale au produit de la base d'actifs régulée, estimée au 1er janvier 2006 à 10 799 millions d'euros pour le transport et à 26 324 millions d'euros pour la distribution, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt de 7,25 % (au lieu de 6,5 % pour le précédent TURPE).

Par ailleurs, la CRE a estimé nécessaire de mettre en place un mécanisme compensant les effets sur les charges et produits des gestionnaires de réseaux de facteurs externes non maîtrisés par ces gestionnaires. Ce compte de régulation des charges et produits (« CRCP ») enregistre extra-comptablement, sur des postes préalablement identifiés, tout ou partie des trop-perçus ou des manques à gagner du gestionnaire de réseau et s'apure par une diminution ou une augmentation des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des cinq années suivantes (voir note 32.6 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2008).

Compte tenu des incertitudes liées à l'organisation de la distribution dans le contexte de l'ouverture totale à la concurrence au 1er juillet 2007, la CRE avait estimé que les règles tarifaires devraient être à nouveau adaptées vers la fin de l'année 2007. En octobre 2007, la CRE a opté pour une prolongation du tarif sur l'année 2008. Suite à deux consultations publiques, en février et août 2008, la CRE a adressé le 30 octobre 2008 une proposition tarifaire au Ministre chargé de l'Écologie et au Ministre chargé de l'Économie. La CRE a annoncé qu'elle souhaitait, dans le cadre du TURPE 3, mettre en place des tarifs pluriannuels incitatifs et des incitations à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité.

Par décision du 19 décembre 2008 (publiée au JO du 27 décembre 2008), les Ministres ont rejeté la proposition de la CRE aux motifs suivants :

- report de la date de fin de réalisation du programme de sécurisation mécanique de RTE-EDF Transport de 2017 à 2024 dans la proposition (le gouvernement souhaite un maintien de l'échéance de 2017) ;
- manque de différenciation temporelle et saisonnière dans la structure tarifaire proposée, notamment pour les réseaux haute tension, et insuffisance d'amplitude d'une telle différenciation notamment pour les réseaux basse tension, lesquelles seraient susceptibles d'inciter les consommateurs à limiter leur consommation aux périodes de pointe.

De plus dans un communiqué en date du 22 décembre 2008, les deux Ministères ont mentionné la nécessité d'une évolution à court terme des tarifs d'utilisation des réseaux électriques, afin d'être en mesure de conduire d'importants programmes d'investissement et d'assurer la qualité de continuité de l'alimentation en électricité. C'est pourquoi, ils ont demandé à la CRE une nouvelle proposition tenant compte des observations mentionnées plus haut, dans un délai de deux mois.

Le 26 février 2009, la CRE a adressé aux Ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie une nouvelle proposition tenant compte de ces demandes et portant sur une période de 4 ans.

# 6.3 Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international

En 2008, le groupe EDF a poursuivi une stratégie de consolidation de son portefeuille d'actifs autour du modèle d'activité d'énergéticien intégré en Europe. Il a par ailleurs concrétisé son objectif de développement dans le domaine de la production nucléaire en tant qu'investisseur et exploitant au Royaume-Uni et investisseur et futur exploitant en Chine et aux États-Unis.

Sur la base des études de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) et de l'Agence pour l'Énergie Nucléaire (AEN), le groupe EDF estime qu'à l'horizon 2020, 140 GW de capacités nucléaires seront construites dans le monde à la fois en renouvellement de centrales nucléaires existantes, principalement en Europe et aux États-Unis, et en nouvelles constructions pour faire face à la croissance de la demande, notamment en Asie et en Russie. L'expérience et les ressources dont dispose EDF, lui confèrent les atouts nécessaires pour ambitionner d'être un acteur majeur du renouveau du nucléaire.

Dans cette perspective, EDF s'est fixé cinq critères d'engagement dans les projets nucléaires à l'international. Il s'agit de sélectionner les pays :
- ayant fait le choix du nucléaire à court terme ;
- connus d'EDF et où EDF est bienvenu ;
- offrant des conditions favorables aux investisseurs dans le nucléaire (cadre législatif, gestion des déchets, opinion publique, etc.) ;
- pour des projets portant sur des modèles de réacteurs maîtrisés ;
- et cohérents avec les objectifs financiers et la politique de risques du Groupe.

EDF a ainsi ciblé un certain nombre de priorités géographiques : le Royaume-Uni, la Chine, les États-Unis, l'Afrique du Sud, et l'Italie.

Dans chacun de ces pays, EDF s'adapte au contexte institutionnel et à l'environnement industriel et les modèles d'organisation qui en résultent sont chaque fois différents.

## 6.3.1 Europe

### ÉLÉMENTS DU CONTEXTE EUROPÉEN

Les tendances à une plus grande intégration des marchés de l'électricité et du gaz se sont poursuivies durant l'année 2008 ; on relèvera en particulier :
- une convergence des systèmes nationaux de régulation qui devrait être encore renforcée par la 3e directive européenne « marché intérieur » ;
- le développement du couplage des marchés de gros de l'électricité, notamment l'extension prévue en 2009 du marché Trilatéral (France, Belgique, Pays-Bas) au Luxembourg et à l'Allemagne, devant permettre une meilleure utilisation des interconnexions et le rapprochement des prix ;
- la consolidation des acteurs du marché avec quelques opérations significatives telles que : la fusion Gaz de France - Suez, la prise de participation d'ENEL dans Endesa et d'ENI dans Distrigaz, l'acquisition par E.ON d'une partie des actifs d'Endesa (en Italie, en France, en Espagne, etc.) et enfin l'offre publique d'achat d'EDF sur British Energy.

Pour autant, les très fortes hausses des prix de l'énergie ont amené la plupart des États à une attention accrue sur ce secteur stratégique, soit en intervenant directement au niveau de la recomposition des acteurs (exemple de l'Espagne), soit en intervenant au niveau de la fixation des prix aux clients particuliers. La crise économique ne fera probablement que renforcer cette tendance.

L'Union Européenne est particulièrement engagée dans la lutte contre le changement climatique. La mise en œuvre de ses orientations dans le paquet législatif « Énergie Climat » devrait impacter durablement les secteurs électrique et gazier.

Dans ce contexte, la volonté du groupe EDF est de continuer d'être un acteur majeur du développement d'un marché européen fluide de l'énergie en participant activement à la construction de ce nouveau marché (interconnexions, harmonisation des pratiques, etc.) particulièrement engagé dans le Développement Durable.

### AMBITION EUROPÉENNE DU GROUPE

Le Groupe a pour ambition de constituer un ensemble industriel cohérent avec les positions principales dont il dispose en Europe. Le Groupe étudiera également toute nouvelle opportunité de développement rentable en Europe qui est son « marché de référence ». En outre, le Groupe entend poursuivre la construction de ses positions gazières, nécessaires à son ambition de devenir un acteur gazier important en Europe, afin de sécuriser son offre, proposer à ses clients une offre multi-énergies et disposer de moyens compétitifs de production d'électricité à partir de gaz.

L'ensemble industriel cohérent qui sera ainsi construit à partir des positions industrielles et actionnariales du Groupe permettra à ses principales filiales européennes de devenir des acteurs à part entière de sa stratégie.

Le Groupe met en œuvre les synergies opérationnelles entre ses différentes entités, en France et en Europe, au travers des objectifs suivants :
- améliorer les performances opérationnelles par le partage des meilleures pratiques observées au sein du Groupe ;
- posséder plusieurs entités sur une même plaque électrique pour optimiser les parcs, réduire les coûts de couverture des consommations de pointe et être capable de proposer une offre aux clients multi-sites en Europe ;
- utiliser l'opportunité des projets de construction d'actifs de production dans différentes filiales pour standardiser la conception et grouper les commandes effectuées auprès des équipementiers ;
- coordonner les approvisionnements et les investissements gaziers pour servir les ambitions du Groupe sur le marché du gaz.

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques générales des principales filiales et participations du groupe EDF en Europe (données au 31 décembre 2008) :

| Nom de la société | Activités principales | Données techniques |
|---|---|---|
| **Allemagne** | | |
| EnBW | Production électricité<br>Transport Distribution électricité<br>Transport Distribution gaz<br>Commercialisation électricité et gaz<br>Services | Nombre de clients : environ 6 millions[1]<br>Puissance installée élec. : 15,0 GW<br>Activités gaz : 69,8 TWh[2] |
| **Royaume-Uni** | | |
| EDF Energy | Production électricité<br>Distribution électricité<br>Commercialisation électricité et gaz<br>Services | Nombre de comptes clients : environ 5,6 millions[1]<br>Puissance installée élec. : 4,9 GW<br>Activités gaz : 30,3 TWh[2] |
| British Energy | Production électricité | Puissance installée élec. : 10,6 GW |
| **Italie** | | |
| Edison | Production électricité<br>Commercialisation électricité<br>Production, stockage et commercialisation de gaz | Nombre de clients : 215 000 clients[1]<br>Puissance installée élec. : 12,1 GW<br>Activités gaz : 13,5 $Gm^3$ [2] |
| Fenice | Production électricité<br>Services énergétiques et environnement | Puissance installée élec. : 533 MW<br>Puissance installée therm. : 3 201 MWth[3] |
| **Espagne** | | |
| Hispaelec Energia S.A. | Commercialisation électricité | Nombre de clients : 22 sites |
| Elcogas | Production électricité | Puissance installée élec. : 335 MW |
| **Pologne** | | |
| ECW | Production électricité et chaleur | Puissance installée élec. : 353 MW<br>Puissance installée therm. : 1 225 MWth[3] |
| Elektrownia Rybnik S.A. (ERSA) | Production électricité | Puissance installée élec. : 1 775 MW |
| ECK | Production électricité et chaleur | Puissance installée élec. : 460 MW<br>Puissance installée therm. : 1 118 MWth[3] |
| Kogeneracja | Production électricité et chaleur | Puissance installée élec. : 363 MW<br>Puissance installée therm. : 1 059 MWth[3] |
| Zielena Gora | Production électricité et chaleur | Puissance installée élec. : 221 MW<br>Puissance installée therm. : 290 MWth[3] |
| **Hongrie** | | |
| BE ZRt | Production électricité et chaleur | Puissance installée élec. : 410 MW<br>Puissance installée therm. : 1 466 MWth[3] |
| Demasz | Distribution électricité<br>Commercialisation électricité | Nombre de clients : 772 920 |
| **Slovaquie** | | |
| SSE | Distribution électricité gaz et chaleur<br>Commercialisation électricité gaz et chaleur | Nombre de clients : 704 755 |
| **Autriche** | | |
| Groupe ESTAG | Distribution électricité gaz et chaleur<br>Commercialisation électricité gaz et chaleur<br>Services | Nombre de clients : 398 058 |
| **Suisse** | | |
| Alpiq | Production Négoce Commercialisation électricité | Puissance installée élec. : 6 595 MW |
| **Belgique** | | |
| EDF Belgium[4] | Production électricité<br>Commercialisation électricité et gaz<br>Services | Puissance installée élec. : 419 MW |

Valeurs brutes non corrigées du pourcentage des participations (y compris minoritaires).

*(1) Y compris gaz.*

*(2) Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe, y compris auto-consommation des centrales.*

*(3) MWth : MW thermique, pour la cogénération, par opposition au MW électrique.*

*(4) EDF Belgium détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1.*

Pour les détails relatifs au mode de consolidation au 31 décembre 2008, voir la note 2.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

Par ailleurs, EDF détient une participation de 50 % dans Dalkia International[1] au travers de ses filiales et participations opérant dans le domaine des services énergétiques (voir section 6.4.1.3 (« Dalkia ») ci-dessous).

### 6.3.1.1 ROYAUME-UNI

#### 6.3.1.1.1 INTRODUCTION

**Évolution des prix**

L'année 2008 a été marquée par l'extrême volatilité des prix des matières premières ; ce phénomène a été renforcé au Royaume-Uni où les prix de l'énergie sont plus volatils qu'en France et en Allemagne, principalement en raison de leur plus forte corrélation au prix du gaz.

Les prix de l'énergie ont fortement augmenté au cours du premier semestre 2008, reflétant la hausse sensible des prix du pétrole, alimentée par les difficultés d'approvisionnement liées à une forte demande, en particulier en Chine. Depuis le début du mois de juillet 2008, les prix de l'énergie ont brutalement baissé, en ligne avec les autres prix mondiaux de l'énergie, reflétant la détérioration de la conjoncture économique mondiale. Toutefois, une dépréciation de la livre britannique a atténué la chute des prix de l'énergie au Royaume-Uni par rapport à celui d'autres matières premières énergétiques dans le monde.

Au Royaume-Uni, le prix du Brent est monté à 147 dollars par baril au début du mois de juillet 2008, avant de retomber à 39,37 dollars par baril à la fin du mois de janvier 2009, soit une baisse de plus de 58,2 % par rapport au prix affiché au début de l'année 2008. Le prix du charbon livré en Europe est monté à 217,25 dollars par tonne au début du mois de juillet 2008, avant de retomber à 86 dollars par tonne au 31 décembre 2008, soit une baisse de plus de 20 % par rapport au prix affiché au début de l'année 2008.

En comparaison, le prix du gaz pour l'année à venir a atteint un pic à 99,3 pence par therm au début du mois de juillet 2008, avant de retomber à 56,04 pence par therm au 5 décembre 2008. Le prix de l'électricité pour l'année à venir se montait à 53,55 livres sterling par MWh à la fin de l'année 2008.

En outre, la Phase 2 du système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre a débuté le 1er janvier 2008 ; les quotas de la Phase 2 s'échangeaient à 15,90 euros par tonne au 31 décembre 2008, soit une baisse de 29 % par rapport aux prix enregistrés au début de l'année 2008 (soit l'équivalent de 14,82 livres sterling par MWh pour l'électricité produite à partir du charbon).

**Consultation lancée par le Gouvernement du Royaume-Uni concernant le marché de l'énergie**

Le 11 juillet 2006, le gouvernement britannique a publié les conclusions de sa consultation relative au marché de l'énergie. Aux termes de ces conclusions, il apparaît que les enjeux majeurs liés au marché de l'énergie sont le contrôle des émissions de $CO_2$ et la sécurité de l'approvisionnement. Suivant les préconisations du Comité pour le Changement Climatique, le gouvernement a fixé comme objectif une réduction de 80 % des émissions de $CO_2$ d'ici 2050. En matière de sécurité d'approvisionnement, le gouvernement estime que d'ici à 2020, le degré de dépendance du Royaume-Uni vis-à-vis des importations de gaz serait de l'ordre de 80 % - 90 %, alors que le Royaume-Uni était quasiment auto-suffisant en 2005.

Une des conclusions majeures à retenir de cette consultation est que le gouvernement s'efforcera de faire du prix du carbone un signal de marché pertinent afin que les investisseurs puissent intégrer ces informations dans leurs décisions. Le gouvernement entend atteindre cet objectif dans le cadre de la négociation d'un plan européen du marché des émissions (*Emissions Trading Scheme* – ETS) renforcé pour la période post-2012. Dans le même temps, le gouvernement conservera, si nécessaire, la possibilité de renforcer ledit plan par d'autres mesures.

L'action du gouvernement sur la production est particulièrement ciblée sur les énergies renouvelables et le nucléaire.

À la suite de la publication des conclusions de l'*Energy Review*, *Greenpeace* a initié une action en justice afin de déterminer si le gouvernement britannique avait consulté l'ensemble des acteurs concernés avant d'autoriser des investisseurs privés à investir dans de nouvelles centrales nucléaires. La *High Court* s'est prononcée en faveur de *Greenpeace* et le gouvernement a lancé une nouvelle consultation sur la question du nucléaire en mai 2007, en marge de l'*Energy White Paper*, qui a transformé les conclusions de l'*Energy Review* en politique gouvernementale. Le gouvernement britannique a affirmé que son avis préliminaire avait pour objectif, dans l'intérêt général, de permettre aux investisseurs privés d'investir dans de nouvelles centrales nucléaires.

À la suite de la consultation sur le nucléaire qui s'est achevée le 10 janvier 2008, le gouvernement britannique a publié le 10 janvier 2008 un *Nuclear White Paper* qui affirme que « *le gouvernement estime qu'il est dans l'intérêt général que de nouvelles centrales nucléaires aient un rôle à jouer dans le mix énergétique futur du pays, aux côtés d'autres sources faiblement émettrices de carbone ; qu'il serait dans l'intérêt général de donner aux sociétés du secteur de l'énergie la possibilité d'investir dans de nouvelles centrales nucléaires, et que le gouvernement devrait prendre des initiatives pour ouvrir la voie à la construction de nouvelles centrales nucléaires. Il appartiendra aux sociétés du secteur de l'énergie de financer, développer et construire de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni, et également de couvrir l'intégralité des coûts liés à la déconstruction et au traitement des déchets* ».

Le gouvernement met dorénavant l'accent sur la mise en œuvre des mesures d'accompagnement nécessaires à la construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni, notamment une évaluation des prototypes standards afin d'établir des modèles de référence en vue de l'attribution de licences d'exploitation de centrales nucléaires au Royaume-Uni, de nouvelles procédures d'approbation des plannings et des accords nécessaires au traitement des déchets nucléaires et à la déconstruction des centrales.

**EDF Energy**

EDF Energy, filiale détenue à 100 % par EDF, est un énergéticien intégré qui produit et distribue de l'électricité et commercialise de l'électricité et du gaz au Royaume-Uni au travers de ses branches *Customer, Energy*, et *Networks*. En 2008, EDF Energy était le premier distributeur d'électricité (en volume d'électricité distribué et en valeur d'actifs régulés) et le troisième commercialisateur d'électricité (en TWh vendus) au Royaume-Uni. EDF Energy est également un producteur important d'électricité avec une puissance nominale (à l'exclusion des *Power Purchase Agreements* (« PPA »)) de 4,9 GW.

1 Hors participation indirecte détenue par EDF par l'intermédiaire de Veolia Environnement.

En 2008, EDF Energy a distribué de l'électricité à plus de 8 millions de foyers et d'entreprises à Londres, dans l'est et le sud-est de l'Angleterre, via un réseau de 182 000 kilomètres ; il a vendu pour 52,1 TWh d'électricité et pour 30,3 TWh de gaz. Fin 2008, EDF Energy avait 5,6 millions de comptes clients[1] comprenant des clients résidentiels, des PME-PMI et des grandes entreprises.

Le chiffre d'affaires d'EDF Energy pour l'exercice clos le 31 décembre 2008 était de 8 244 millions d'euros. EDF Energy employait 13 406 personnes au 31 décembre 2008.

Le tableau ci-après présente les chiffres clés d'EDF Energy au cours des deux derniers exercices :

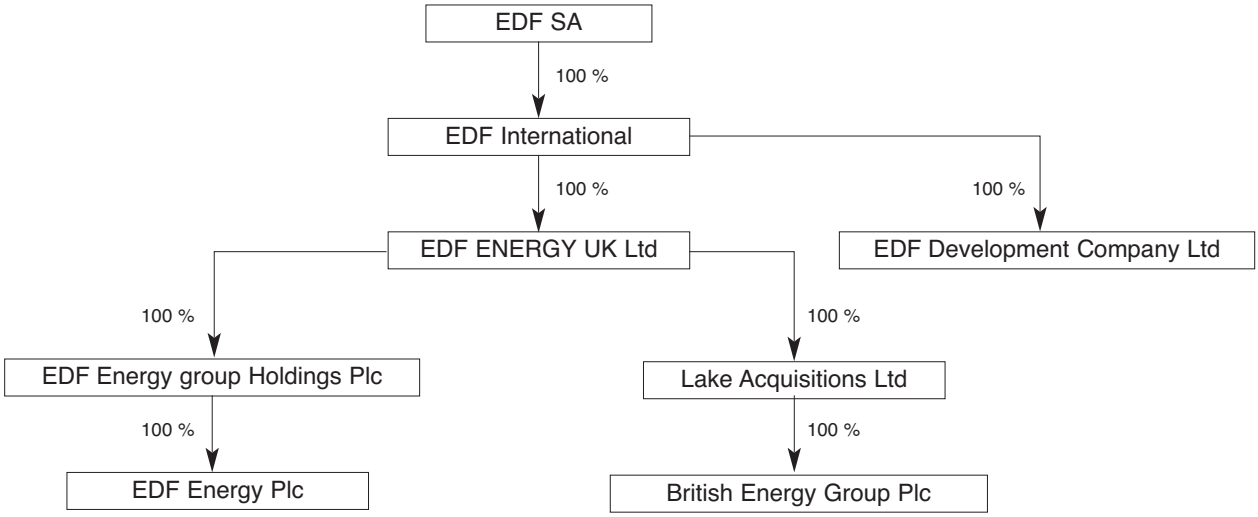
| | 31.12.2008(1) | 31.12.2007(1) |
|---|---|---|
| Chiffre d'affaires (en millions d'euros)(2) | 8 244 | 8 353 |
| Électricité | 5 857 | 5 667 |
| Gaz | 1 071 | 997 |
| Autres | 1 321 | 1 693 |
| Bénéfice avant impôt (en millions d'euros)(2) | 177 | 498 |
| Électricité (en GWh)* | 52 069 | 52 435 |
| Gaz (en GWh) | 30 298 | 28 685 |
| Nombre de comptes clients (en milliers) | 5 560 | 5 539 |
| Employés | 13 406 | 13 158 |
| Valeur nette des réseaux régulés (en milliards de livres sterling) (fin mars) | 3,5 | 3,2 |
| Valeur nette des réseaux régulés (en milliards d'euros) (fin mars) | 3,7 | 4,4 |

*(*) Électricité fournie.*

*(1) Les taux de change utilisés pour les éléments du bilan sont de 1 livre sterling pour 1,049869 euro en 2008, et 1,3636 euro en 2007 et pour les éléments du compte de résultat 1 livre sterling pour 1,246022 euro pour 2008, et 1,4550 euro pour 2007.*

*(2) Contributions d'EDF Energy aux comptes consolidés d'EDF.*

### Organigramme du Groupe au Royaume-Uni (à fin mars 2009)




Le 5 novembre 2008, Lake Acquisitions Limited (« Lake Acquisitions »), filiale détenue à 100 % par EDF au Royaume-Uni, a soumis aux actionnaires de British Energy Group plc (« British Energy »), les termes d'offres publiques sur l'intégralité du capital émis et à émettre de British Energy, à l'exception de l'« Action Spéciale » (titre spécial d'un montant nominal de 1 livre sterling, détenu conjointement par le Secrétaire d'État du Gouvernement de Sa Majesté et le Secrétaire d'État d'Ecosse).

Le 5 janvier 2009, les offres publiques sont devenues inconditionnelles à tous égards et l'acquisition de British Energy est devenue effective.

EDF considère que cette acquisition est une étape capitale dans le développement du groupe EDF. EDF attend de cette acquisition qu'elle :

- renforce la position mondiale d'EDF dans le renouveau du nucléaire par la construction de quatre EPR au Royaume-Uni, avec l'objectif d'une mise en service du premier EPR avant la fin d'année 2017 ;
- permette l'utilisation combinée de l'expertise et du savoir-faire du groupe British Energy et d'EDF dans le nucléaire afin d'augmenter la capacité globale de production ;
- améliore ses positions existantes sur les marchés de la production d'énergie au Royaume-Uni à travers l'acquisition immédiate de capacité de production ainsi que l'optimisation de la durée d'exploitation du parc existant lorsque cela est réalisable dans des conditions économiques et de sûreté adéquates ;

1 Un client peut avoir jusqu'à deux comptes clients : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.

- permette de générer, au niveau du groupe élargi (EDF Energy et British Energy), des synergies de coûts, de revenus et des synergies opérationnelles d'un montant global d'environ 200 millions d'euros à horizon 2011; et
- permette au groupe EDF de réaliser ses objectifs d'investissement tout en lui permettant de préserver une situation financière saine.

Le financement de la partie en numéraire de l'acquisition de British Energy est assuré par (i) une ligne de crédit de 11 milliards de livres sterling, et (ii) les ressources de trésorerie propres d'EDF.

L'acquisition est conforme à tous les critères d'investissement du groupe EDF en termes stratégiques, financiers et d'acceptation politique.

EDF et Centrica sont en discussions concernant l'octroi d'une option au profit de Centrica afin d'acquérir une partie du capital de Lake Acquisitions. Centrica aurait également le droit de participer aux activités du Nouveau Programme Nucléaire d'EDF au Royaume-Uni (voir section 6.3.1.1.5 (« Nouveau Programme Nucléaire ») ci-dessous).

#### British Energy

British Energy (comprenant British Energy Group plc et ses filiales) est le principal producteur d'électricité au Royaume-Uni, où il emploie plus de 6 000 personnes. Le groupe British Energy détient et exploite huit centrales nucléaires et une centrale à charbon au Royaume-Uni. L'électricité ainsi produite est destinée au marché de gros ainsi qu'aux entreprises industrielles et commerciales.

Le groupe British Energy était coté à la bourse officielle de Londres où il avait intégré l'indice FTSE 100. Suite à l'acquisition de British Energy par Lake Acquisitions le 5 janvier 2009, des démarches ont été entreprises auprès de l'autorité de marché britannique afin de retirer de la cote les actions British Energy. Le retrait de la cote est intervenu le 3 février 2009.

Le groupe British Energy a réalisé un chiffre d'affaires de 2 811 millions de livres sterling au titre de l'exercice clos le 31 mars 2008 et un résultat net part du groupe de 335 millions de livres sterling.

Le tableau ci-après présente les chiffres clés du groupe British Energy au cours des deux derniers exercices :

| | 31.03.2008 | 31.03.2007 |
|---|---|---|
| **Chiffre d'affaires (en millions de livres sterling)** | **2 811** | **2 999** |
| Électricité | 2 800 | 2 988 |
| Gaz | - | - |
| Autres | 11 | 11 |
| Bénéfice avant impôt (en millions de livres sterling) | 538 | 796 |
| Électricité (en GWh)* | 58 458 | 58 432 |
| Gaz (en GWh) | - | - |
| Nombre de comptes clients (en milliers) | 1 081 | 1 662 |
| Employés | 6 121 | 5 939 |

*(*) Électricité produite.*

#### Le groupe élargi

Suite à leur intégration en 2009, British Energy et EDF Energy formeront le plus grand producteur intégré d'énergie du Royaume-Uni. En se fondant sur les parts de marchés respectives de British Energy et d'EDF Energy en 2008, la nouvelle entité constituerait :
- le premier distributeur d'électricité, affichant une valeur nette de réseaux régulés de 3,5 milliards de livres sterling ;
- le premier fournisseur d'électricité, avec un volume de ventes de 73,4 TWh ;
- le premier producteur d'électricité, avec une puissance nominale (à l'exclusion des PPA) de 15,5 GW[1].

### 6.3.1.1.2 EDF ENERGY

#### 6.3.1.1.2.1 Activités d'EDF Energy

**Production**

EDF Energy poursuit une stratégie de consolidation verticale. Au Royaume-Uni, EDF Energy a pour objectif de réduire l'émission de dioxyde de carbone de sa production d'électricité de 60 % d'ici 2020, en investissant dans le développement d'un mix énergétique comprenant le nucléaire et les énergies renouvelables et fossiles.

S'agissant des énergies fossiles, il est prévu une diminution des volumes achetés au titre des contrats à long terme existants ainsi qu'une diminution de la production des centrales à charbon en raison des contraintes environnementales applicables à compter de fin 2015.

1 Hors prise en compte des engagements vis-à-vis de la Commission européenne (voir sectin 6.3.1.1.3.1 (« Offres »)).

Pour compenser ces baisses, EDF Energy envisage actuellement :
- d'acquérir des participations dans des centrales de production d'énergie comme celles de British Energy ;
- d'investir dans des moyens de production additionnels sur les sites d'exploitation existants comme West Burton B CCGT ;
- de conclure des contrats d'achat à long terme.

**Production thermique**

EDF Energy exploite trois grandes centrales électriques au Royaume-Uni dont la capacité totale de production est de 4,9 GW :
- Sutton Bridge, située dans le Lincolnshire. Sutton Bridge est une centrale thermique à cycle combiné au gaz naturel (« CCGT ») avec une capacité de 803 MW. Elle a été mise en service en mai 1999.
- Cottam, située dans le Nottinghamshire. Cottam est une centrale thermique fonctionnant au charbon d'une capacité de 2 008 MW, composée de quatre unités. La dernière unité a été mise en service en 1970.
- West Burton, située dans le Nottinghamshire. West Burton est une centrale thermique fonctionnant au charbon constituée de quatre unités à charbon et de deux unités thermiques à cycle combiné au gaz naturel de 20 MW chacune, pour une capacité totale de 2 052 MW. La dernière unité a été mise en service en 1970.

EDF Energy dispose également de participations dans d'autres producteurs et détient notamment des participations dans des centrales de cogénération à Londres ainsi que dans des champs d'éoliennes situées au nord-est et à l'est de l'Angleterre.

EDF Energy dispose de capacités de production diversifiées réparties entre les centrales thermiques à gaz et au charbon qui peuvent assurer une pro-

duction en base ou en pointe. EDF Energy a produit 27,2 TWh d'électricité en 2008. La production des centrales d'EDF Energy permet de couvrir la demande de ses clients résidentiels et PME, alors que la demande des grandes entreprises, dont la consommation est mesurée toutes les demi-heures, est couverte par les achats sur les marchés de gros.

**Centrales à cycle combiné à gaz de West Burton B**

Dans le cadre de la mise en œuvre de sa stratégie, EDF Energy construit une unité thermique à cycle combiné au gaz naturel de 1 311 MW, comprenant trois unités « *multi-shaft* » de 437 MW chacune à West Burton dans le Nottinghamshire ; cette unité se trouve à proximité d'une centrale thermique fonctionnant au charbon.

Dans le cadre du projet West Burton B, autorisé aux termes de la Section 36 de l'*Electricity Act* du 30 octobre 2007, un chantier de construction a démarré en septembre 2008, à l'issue des travaux préparatoires sur le site. La nouvelle centrale a été élaborée, sur la base d'une conception propre au groupe EDF, par les services techniques d'EDF chargés du parc thermique, ces derniers agissant comme gestionnaires. La stratégie d'approvisionnement se conformera à celle du groupe EDF, produisant ainsi des synergies grâce à des coûts d'ingénierie et d'achat réduits en raison des économies d'échelle.

Selon les prévisions, la construction de la nouvelle centrale devrait être terminée en 2011, la première des trois unités étant mise en service dès 2010.

**Les énergies renouvelables**

En juin 2008, EDF Energy et EDF Energies Nouvelles ont annoncé la création d'une joint-venture à 50/50, dénommée EDF Energy Renewables. Par le biais de cette joint-venture, EDF Energy envisage d'augmenter sa participation dans des moyens de production d'énergies renouvelables au Royaume-Uni jusqu'à 1 000 MW (« *onshore equivalent* ») au cours de la prochaine décennie.

La joint-venture est propriétaire ou exploitante de champs d'éoliennes dont la capacité de production attendue est de 218 MW. En outre, de nombreux projets sont en phase de développement.

**Les solutions énergétiques durables**

EDF Energy exploite et gère trois centrales de technologie combinée chauffage-électricité (CHP) :

- Thames Valley Power (TWP) est une joint-venture 50/50 en partenariat avec Atco qui détient et exploite une centrale de 15 MW au sein de l'aéroport Heathrow à Londres ;
- la société London Heat & Power (LHPC) exploite une centrale de 9 MW pour l'université Imperial College à Londres ;
- la société Barkantine Heat & Power (BHPC) exploite une centrale de 1,4 MW qui est entièrement détenue par EDF Energy et dessert le quartier de Barkantine dans l'Est de Londres.

Au cours de la dernière année, des installations supplémentaires ont été connectées à BHPC pour optimiser la capacité de production et des travaux sont en cours pour sécuriser de nouveaux accès afin de permettre une extension des installations existantes.

La faisabilité économique de la construction d'une centrale de production satellite desservant les nouvelles installations est en cours d'examen.

**Achat de combustibles et d'énergie et gestion des risques**

### Principes généraux

EDF Energy achète et vend de l'électricité résiduelle et achète du gaz, du charbon, du $CO_2$ et toute autre ressource nécessaire sur les marchés de gros afin de satisfaire les besoins de production des centrales et des clients d'EDF Energy.

EDF Energy adopte une stratégie de gestion des risques différente selon les clients, en distinguant :

- les clients industriels et commerciaux importants, dont la consommation est mesurée et relevée toutes les demi-heures, pour qui la stratégie de gestion des risques consiste à assurer une couverture des volumes d'énergie dans le cadre des contrats signés avec ces clients en achetant, dès que et dans la mesure du possible, le même volume sur le marché de gros ;
- les autres clients, essentiellement les clients résidentiels et PME-PMI, pour qui la stratégie de couverture des risques mise en œuvre par EDF Energy consiste à déterminer une exposition minimale au risque de variations des prix de l'énergie sur les marchés de gros et des prix de vente par rapport à la concurrence. Une fois cet objectif d'exposition défini, des niveaux de couverture maximum et minimum ainsi que des limites de contrôle des risques sont fixés et servent de base à la stratégie d'approvisionnement pour l'ensemble des matières premières (charbon, gaz, énergie pétrole et carbone).

### Approvisionnement en électricité

Au-delà de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers de :

- contrats d'achats long terme avec la centrale à cycle combiné à gaz de Barking à Londres, la centrale de Teesside (au nord-est de l'Angleterre) et Scottish and Southern Energy, le premier d'entre eux ayant expiré en 2008. L'ensemble de ces contrats d'achats d'électricité a représenté pour l'année 2008 environ 4,8 TWh ;
- contrats avec des producteurs directement connectés aux réseaux de distribution, sans avoir à passer par le réseau de transport. Il s'agit majoritairement de producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables. L'achat de la production de ces producteurs permet à EDF Energy de s'approvisionner en électricité au plus près des zones de demande d'électricité, réduisant ainsi ses coûts de transport. EDF Energy a acquis au cours de l'année 2008 environ 2,6 TWh sur ce marché ;
- contrats d'achats en gros, portant sur des quantités et concernant des périodes variables, conçus afin de satisfaire la stratégie d'EDF Energy, dans les limites des paramètres de risques arrêtés à l'avance. EDF Energy a acquis au cours de l'année 2008 environ 28,2 TWh par ce moyen.

En distribuant l'électricité produite et achetée, les pertes de réseaux encourues représentent environ 3,6 TWh par an.

### Approvisionnement en gaz et en charbon

L'approvisionnement en gaz, à la fois destiné aux clients finals et à la centrale de Sutton Bridge (total : 41,7 TWh), repose sur un portefeuille de contrats diversifié en termes de types de contrats, de conditions et de contreparties.

EDF Energy travaille avec d'autres entités du groupe EDF comme EDF Trading et la division Gaz d'EDF pour étudier les opportunités de développement des contrats de fourniture à long terme ou les opportunités d'investissements dans des actifs gaziers afin d'assurer une meilleure gestion à long terme des différents risques liés à l'approvisionnement en gaz. Cela inclut notamment les investissements dans les sites de stockage de gaz qui permettront de gérer le risque lié à l'exposition aux variations de prix saisonnières et à la volatilité des prix sur le marché de gros.

Dans le cadre de cette stratégie, EDF Energy développe un projet en partenariat avec EDF Trading pour investir dans un agrandissement de leur site de stockage de gaz Hole House dans la région du Cheshire.

Les achats de charbon s'effectuent sur la base de prévisions de production et des niveaux de stocks. Le portefeuille de contrats d'EDF Energy est composé pour environ 40 % de charbon en provenance du Royaume-Uni et pour 60 % de charbon d'origine internationale. En 2007 et en 2008, EDF Energy a conclu plusieurs contrats de fourniture de charbon avec des producteurs de charbon locaux, à un prix inférieur au prix actuel du marché pour le charbon importé.

**Commercialisation**
La libéralisation du marché de l'énergie au Royaume-Uni commença dès 1986, et du fait de la précocité de cette libéralisation, le marché britannique est considéré comme l'un des plus concurrentiels d'Europe.

Les taux de résiliation annuels au Royaume-Uni (*churn rate*) sont historiquement très élevés (environ 20 % pour le gaz et l'électricité). Plus de 75 % des clients consommateurs à la fois de gaz et d'électricité, représentant un peu moins de 20 millions de foyers, ont déjà changé au moins une fois de fournisseur depuis que le marché s'est ouvert à la concurrence, un taux inégalé sur le marché européen.

Les prix des matières premières sont très volatils et peuvent aisément doubler ou chuter au cours de l'année. Les tarifs de détail suivent la tendance générale mais leurs variations sont moins fréquentes et ils ne reflètent que partiellement la volatilité du marché. Par conséquent, une stratégie de couverture qui lisse efficacement la volatilité du marché est un facteur concurrentiel fondamental pour tous les fournisseurs.

En raison d'une hausse des prix sur le marché de gros au cours du second semestre 2007, EDF Energy a augmenté ses prix de 7,9 % pour l'électricité et de 12,9 % pour le gaz le 18 janvier 2008. La tendance haussière sur le marché de gros s'est poursuivie au cours du premier semestre 2008, entraînant une nouvelle hausse de 17 % pour l'électricité et 22 % pour le gaz à compter du 25 juillet 2008.

Suite à la baisse des prix de gros au second semestre 2008, EDF Energy a annoncé le 13 février 2009 une réduction de ses prix de vente d'électricité aux clients résidentiels de 8,8 % en moyenne avec un pic de 12,5 % pour certains segments clients.

Au cours de l'année 2008, EDF Energy a lancé plusieurs campagnes nationales visant à accroître sa notoriété ainsi qu'à associer sa marque au Développement Durable et aux Jeux olympiques de Londres en 2012. Au 28 décembre 2008, EDF Energy avait 4,087 millions de clients et 5,560 millions de comptes clients. Au cours de l'exercice 2008, 19,6 TWh d'électricité ont été fournis à 3,429 millions de comptes clients résidentiels et 276 107 comptes clients « petites et moyennes entreprises » et 32,5 TWh d'électricité à 196 795 comptes clients « grandes entreprises ». Au cours de cette même période, 30,3 TWh de gaz ont également été fournis à 1,632 million de comptes clients. Alors que les clients résidentiels et les clients « petites et moyennes entreprises » d'EDF Energy sont principalement localisés à Londres, dans le sud-est et le sud-ouest de l'Angleterre, ses clients « grandes entreprises » possèdent des sites dans tout le pays.

L'objectif d'EDF Energy pour les prochaines années est de stabiliser ses parts de marché tout en augmentant sa rentabilité, pour dans un second temps accroître à nouveau son portefeuille client.

### Le Programme Orchard

Le Programme Orchard est au cœur de la volonté exprimée par EDF Energy de devenir plus compétitif et plus rentable, d'améliorer la satisfaction de sa clientèle, et par là même de préserver son portefeuille de clients et le développer. Ce programme vise à transformer la relation commerciale qu'EDF Energy entretient avec ses clients résidentiels et ses clients PME par la mise en place de nouvelles méthodes de travail fondées sur des procédures commerciales modernes et un système informatique rénové.

Un audit du modèle de développement actuel a mis en évidence le manque de flexibilité des systèmes et des procédures, entraînant l'impossibilité de satisfaire pleinement la clientèle et générant des coûts supplémentaires. Il est prévu qu'au cours des deux prochaines années, de nouvelles procédures soient élaborées, que les bases de données soient nettoyées et les systèmes rénovés ; une formation interne sur les changements adoptés devra être mise en place et des tests d'utilisateurs devront être effectués pour qu'en 2011, les comptes clients aient migrés sur les nouveaux systèmes d'information. Toutes ces mesures ont pour objectif de satisfaire la clientèle grâce à des modes de paiement plus sûrs, des données clients plus fiables et une efficacité accrue dans la gestion des contrats souscrits par les nouveaux clients.

Suite à la mise en œuvre du Programme Orchard, les clients bénéficieront :
- de modes de paiement simplifiés ;
- de la possibilité d'opter pour un régime libre-service ;
- de l'envoi d'une facture unique et la communication de données uniques pour les clients consommateurs de gaz et d'électricité ;
- d'un choix plus large dans les moyens de prise de contact avec EDF Energy ; et
- de la gestion directe de leur compte en ligne via un réseau sécurisé (sous réserve d'opter pour le régime libre-service du Programme Orchard).

**Distribution**
La Branche Réseaux d'EDF Energy exploite trois réseaux de distribution contigus à Londres, dans l'est et dans le sud-est de l'Angleterre, ainsi que des réseaux privés et des projets d'infrastructure. Conformément aux dispositions des règlements de l'Ofgem (*Office of the Gas and Electricity Markets*) applicables aux Opérateurs des Réseaux de Distribution (*Distribution Network Operators* - DNOs), la Branche Réseaux est gérée et exploitée comme une entité séparée du reste du groupe EDF Energy et son financement est isolé, afin de ne pas entraver ou distordre la concurrence ou générer des distorsions de concurrence, pour la fourniture d'électricité ou de gaz, la production d'électricité ou le transport de gaz.

### Réseaux publics

Le réseau d'EDF Energy couvre plus de 29 000 km² et distribue annuellement 87 TWh d'électricité via 47 000 km de lignes aériennes et 135 000 km de lignes souterraines. EDF Energy est le distributeur d'électricité le plus important (en volumes et en valeur d'actifs régulés) au Royaume-Uni, et distribue de l'électricité à 8 millions de clients.

Chaque réseau de distribution est soumis à des conditions d'exploitation très différentes, avec notamment un réseau urbain très concentré autour de Londres et une combinaison de réseaux ruraux et urbains au sud et à l'est de l'Angleterre. EDF Energy a investi plus de 530 millions de livres sterling au cours de l'exercice 2008 dans le cadre d'opérations de remplacement, de renforcement et d'extension de son réseau. Les performances du réseau (en termes de continuité d'approvisionnement) sont plus élevées à Londres que dans les autres régions, en raison d'un réseau presque uniquement souterrain, moins exposé aux variations climatiques extrêmes que les réseaux des autres régions, dont les réseaux aériens.

L'activité de réseaux génère un revenu via les redevances de *Distribution Use of System* (« DuoS ») prélevées au niveau des fournisseurs avec lesquels le consommateur final a conclu un contrat de fourniture. Les redevances prélevées par les Opérateurs des Réseaux de Distribution d'EDF Energy sont parmi les plus faibles du Royaume-Uni.

### Tarifs de distribution

Les entreprises du secteur régulé sont soumises à une révision tarifaire quinquennale. Fondé sur des négociations et l'analyse de données, le processus de révision tarifaire débute au cours de la période précédant la période tarifaire concernée. Les prochains tarifs entreront en vigueur le 1er avril 2010 et les premières propositions devraient être formulées par l'Ofgem, l'autorité de régulation, au cours du premier semestre 2009. Le processus de révision tarifaire fixera le niveau d'investissement autorisé au cours de la période allant du 1er avril 2010 au 31 mars 2015 ainsi que les niveaux de rentabilité financière escomptés. La rentabilité financière est assurée par la perception de redevances pour l'utilisation du réseau de distribution d'électricité ; ces redevances compensant la dépréciation des actifs régulés, les charges d'exploitation sur une base efficiente et un niveau de marge raisonnable.

### Câbles souterrains

Comme tous les distributeurs au Royaume-Uni, les réseaux d'EDF Energy comportent des câbles souterrains isolés avec de l'huile sous pression (*Fluid Filled Cables* ou « FFC »). Ces câbles peuvent fuir et donc polluer le sous-sol. Ce problème a fait l'objet de discussions entre l'Agence britannique de protection de l'environnement, l'Ofgem et les distributeurs.

Conformément aux préconisations de l'Ofgem souhaitant s'assurer d'une approche commune du problème à l'ensemble du secteur industriel, EDF Energy a dirigé un groupe de travail réunissant les acteurs du secteur. Ce groupe de travail a publié un « Guide des meilleurs pratiques » (ETR 135) sur la gestion des FFC.

EDF Energy s'est conformé aux « meilleures pratiques » en matière de gestion des FFC, notamment en développant sa stratégie de gestion des fuites tout en observant et en analysant les taux de fuites. La plupart des câbles FFC possédés par EDF Energy ont, à ce jour, été cartographiés sur la carte des zones à risques établie par l'Agence pour l'Environnement (AE), permettant ainsi de déterminer les FFC proches d'une zone à risques, ou qui en traversent une. Cette cartographie, associée au niveau de vétusté des FFC, permet à la Branche Réseaux de mettre en place une politique de remplacement.

Des techniques opérationnelles ont également été développées parallèlement à la vision stratégique à long terme. L'entreprise a développé pendant plusieurs années une nouvelle technique de localisation des fuites. Celle-ci est aujourd'hui totalement déployée et d'autres développements sont actuellement à l'étude pour améliorer la technologie utilisée. Cette technique permet de localiser et réparer plus rapidement les fuites et ainsi de réduire significativement les volumes d'huile répandus.

L'ensemble de ces évolutions a permis à EDF Energy de maintenir les dépenses de remplacement des FFC au cours de la période tarifaire actuelle en deçà du montant maximum d'investissements autorisé de 58 millions de livres sterling tout en contenant les fuites (particulièrement dans les zones environnementales à risques) à un niveau qui aurait auparavant nécessité la mise en place d'un programme de remplacement beaucoup plus important.

**Réseaux privés et financement de projets privés / partenariats entreprises publiques et privées (« PFI/PPP »)**

EDF Energy fournit une grande variété de solutions commerciales et techniques pour des projets d'infrastructures et un certain nombre de projets de construction et d'exploitation des réseaux électriques publics et/ou privés.

Dans un projet PFI ou PPP, une entreprise privée (ou un groupe d'entreprises privées) construit ou rénove puis exploite un actif public sur une durée d'en général 25 à 30 ans. Le financement de la phase initiale de construction, puis les frais d'exploitation et de maintenance, sont assurés par les capitaux privés, contre le versement d'une redevance mensuelle relativement stable par l'autorité publique propriétaire de l'actif sur la durée du contrat.

EDF Energy a développé un portefeuille de contrats PFI/PPP en remportant des projets d'actifs d'infrastructure et de réseaux de distribution d'électricité tels que :

- les aéroports londoniens de Heathrow, Gatwick et Stansted ;
- l'extension du réseau ferroviaire des docklands à Lewisham ;
- plusieurs immeubles commerciaux dans les docklands de Londres.

EDF Energy participe également à un certain nombre de projets de joint-ventures :

- une participation de 80 % dans le consortium Powerlink. Ce projet, remporté en 1998, repose sur un contrat de 30 ans pour maintenir et moderniser le réseau haute tension de distribution électrique du métro de Londres. Le chiffre d'affaires annuel de cette activité est d'environ 96 millions de livres sterling ;
- une participation de 49,5 % dans MUJV Limited, une joint-venture constituée entre EDF Energy et Thames Water Services, qui a pour objet l'élaboration et la mise en place des canalisations et/ou câbles d'eau, d'eau usagée, de gaz et d'électricité destinés aux nouveaux bâtiments construits par Aspire Defense pour le Ministère de la Défense.

EDF Energy a également conclu plusieurs contrats importants avec des clients tels que Network Rail (amélioration du système de fourniture d'électricité), Pfizer, London Underground et Islington Highway Lighting.

### Éclairage public

EDF Energy gérait trois projets d'éclairage public (PFI) : Dorset, Ealing et Islington. Les projets PFI requéraient la fourniture d'un service de remplacement (dans les cinq premières années), de maintenance et de renouvellement pendant les 25 années suivantes. Les analyses stratégiques, qui ont eu lieu à la suite de la décision d'intégrer les Branches Réseaux et Développement dans une seule et unique organisation, ont conduit EDF Energy à décider de se concentrer sur son métier principal et vendre ces projets. Ces projets ont été cédés à Scottish and Southern Energy plc le 29 février 2008.

### Metronet

Metronet est un contrat de partenariat d'entreprises publiques et privées d'une durée de 30 ans avec London Underground afin de maintenir, renouveler et rénover deux tiers de l'infrastructure du réseau du métropolitain londonien au travers de deux filiales. L'activité du consortium Metronet a commencé en avril 2003.

Les participations d'EDF Energy sont :

- une participation de 20 % dans le consortium Metronet qui détenait deux des trois concessions PFI pour les infrastructures du métro de Londres qui ont été transférées à une nouvelle entité Transport for London (TfL) ;
- une participation de 25 % dans (Metronet Alliance) Trans4m, qui gérait des prestations de services liées à la modernisation et à la rénovation de stations de métro ainsi qu'à la maintenance, la réparation et le développement de biens publics.

Metronet n'ayant pas pu renégocier le financement une part suffisante des surcoûts identifiés lors d'une analyse détaillée des charges associées aux contrats en cours d'exécution, les administrateurs de Metronet ont placé sous administration judiciaire Metronet Rail SSL Holdings Limited et Metronet Rail BCV Holdings Limited le 18 juillet 2007. De plus, le 22 août 2007, Trans4m Limited, l'un des membres du consortium d'actionnaires Metronet, a notifié à London Underground sa volonté de se retirer du contrat.

Le contrat a pris fin le 30 août 2007. À la demande de London Underground et de Metronet, EDF Energy a conclu un accord de détachement avec Metronet, effectif au 30 août 2007 pour une durée de 3 mois renouvelable, afin de détacher auprès de Metronet le personnel d'EDF Energy qui avait été impliqué sur le projet. Ce contrat est arrivé à échéance le 31 mars 2008. Des négociations sont en cours entre les différentes parties pour résilier tous les contrats et engagements.

Le 27 mai 2008, les projets PPP ont été transférés à la nouvelle entité Transport for London (TfL) chargée de l'exécution des contrats encore en vigueur entre Metronet et Trans4m et les sociétés sous administration judiciaire et devant être liquidées prochainement. En 2007, EDF Energy a enregistré les provisions correspondantes à son exposition au risque potentiel de mise en liquidation judiciaire de Metronet.

### 6.3.1.1.2.2 Londres 2012

Pendant l'année 2007, EDF Energy a conclu un accord au nom du groupe EDF afin de devenir un partenaire officiel de premier rang de l'événement Londres 2012.

EDF Energy est le partenaire officiel des *Utility Services*, et un partenaire Développement Durable de l'événement. EDF Energy a été le premier partenaire Développement Durable désigné et le deuxième partenaire de premier rang après Lloyds TSB. À la fin de l'année 2008, il existait sept partenaires officiels de premier rang incluant Lloyds TSB, Adidas, BT, BP, British Airways, Nortel ainsi que deux partenaires officiels de second rang (Deloitte et Cadbury).

Au titre de ce partenariat, EDF Energy fournira l'énergie des Jeux olympiques de Londres 2012 à partir de sources renouvelables. EDF Energy fournira aussi un combustible à faible émission carbonée pour la flamme olympique. Le Développement Durable continuera d'être un thème central du partenariat d'EDF Energy.

#### 6.3.1.1.2.3 Financements – Retraites

**Financements**

La dette nette d'EDF Energy et de ses filiales était de 4,834 milliards de livres sterling au 31 décembre 2008 ; le coût moyen de cette dette a été réduit depuis 2002 pour atteindre 5,49 % au 31 décembre 2008. Le niveau de trésorerie est garanti par des lignes de crédit confirmées s'élevant à 1,875 milliard de livres sterling en décembre 2008. Ces lignes comprennent une ligne de crédit confirmée de 1,875 milliard de livres sterling consentie par EDF, sur laquelle 0,824 milliard de livres sterling ont été tirés en décembre 2008. Cette ligne de crédit est soumise au respect de certains covenants. Ceux-ci sont à ce jour respectés par EDF Energy.

La plupart des flux de trésorerie sont libellés en livres sterling. Les flux de trésorerie libellés dans d'autres devises font immédiatement l'objet d'opérations de couverture afin de limiter l'exposition aux variations de taux de change.

**Retraites**

EDF Energy finance deux fonds de pension :

- EDF Energy Pension Scheme (« EEPS ») a été créé en mars 2004 et rassemble un certain nombre de plans de retraite de London Electricity et de Seeboard. L'adhésion à l'EEPS est ouverte à tous les employés ;
- EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme (« ESPS ») a été créé en septembre 2005 à l'issue de la fusion des fonds de pension des groupes London Electricity et Seeboard. L'adhésion à ESPS n'est pas autorisée à de nouveaux membres.

EEPS et ESPS constituent tous deux des fonds de pension liés au versement des salaires. Il a été procédé à une évaluation actuarielle triennale de ces plans au 31 mars 2007, en conformité avec les nouvelles obligations liées à ce régime. Cette évaluation a identifié un déficit total de 127 millions de livres sterling. Afin d'y remédier, EDF Energy a mis en place un plan aux termes duquel EDF Energy procèdera à des versements supplémentaires du 1er avril 2008 au 31 mars 2015 (les paiements liés au déficit étant concentrés sur les trois premières années).

Du point de vue comptable, la position financière de chacun des fonds au 31 décembre 2008 était la suivante :

- La position d'ESPS s'est améliorée au cours de la période 2004-2008 grâce à une meilleure performance des marchés de capitaux et aux contributions additionnelles versées par EDF Energy entre avril 2005 et décembre 2008. En 2008, malgré les contributions additionnelles versées dans l'année, le déficit du fonds ESPS a augmenté pour atteindre 270 millions de livres sterling à fin 2008, contre 246 millions de livres sterling au 31 décembre 2007. Le déficit, c'est-à-dire la différence entre les actifs et les passifs, a augmenté principalement du fait d'une forte baisse des actifs, causée par la détérioration spectaculaire des marchés en 2008, toutefois en partie compensée par une diminution des engagements résultant d'un changement de taux d'actualisation. Le taux d'actualisation utilisé est en effet fortement lié au rendement des titres obligataires.
- L'EEPS s'est développé en terme de nombre d'adhérents, d'actifs et de passifs ; sa position financière n'a pas évolué de manière significative sur la période 2004-2008 ; à la fin de l'année 2008, l'EEPS affichait un excédent de 12 millions de livres sterling contre un déficit de 11 millions de livres sterling au 31 décembre 2007.

Conformément à la loi britannique, les gérants des fonds de pension présentent à leurs investisseurs une déclaration annuelle sur la position financière des fonds. Cette déclaration annuelle est préparée au 31 mars de chaque année ; le déficit combiné pour les deux régimes de retraite au 31 mars 2008 s'élevait à 511 millions de livres sterling. Ce déficit a continué de s'accroître depuis le 31 mars 2008, reflétant la détérioration des marchés financiers. Les gérants ont tous deux indiqué à EDF Energy qu'à moins d'un redressement sensible des marchés financiers au cours des 18 mois suivant le 31 mars 2008, ils seront amenés à augmenter le montant de leurs versements complémentaires à la suite de la prochaine évaluation actuarielle prévue en 2010.

EDF Energy a modifié le régime de retraite des salariés masculins de la section londonienne du fonds ESPS employés avant 1988 qui pourraient choisir de partir en retraite de manière anticipée. Cette disposition est connue sous le nom de « *Barber Waiver* ». En décembre 2008, EDF Energy a confirmé à ses salariés que cette disposition prendra fin en avril 2011.

La modification induite par la suppression du « *Barber Waiver* » n'a aucune incidence sur la situation financière de l'ESPS. Elle se traduira toutefois par un gain de 32 millions de livres sterling dans les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2008 en raison de la réduction correspondante des engagements d'EDF Energy en matière de retraite. Compte tenu des préoccupations exprimées par les gérants concernant la situation financière des fonds, EDF Energy a accepté d'injecter 32 millions de livres sterling dans le fonds ESPS en 2010 et 2011 si la position financière prévue au moment de l'évaluation de 2007 n'est pas atteinte.

### 6.3.1.1.3 BRITISH ENERGY

#### 6.3.1.1.3.1 Offres

Le 5 janvier 2009, le Groupe a acquis, par offre publique d'acquisition, British Energy pour 11 998 millions de livres sterling (hors actions restant en circulation et hors frais liés à l'acquisition (voir note 4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008)).

Le 24 septembre 2008, EDF et le groupe British Energy ont annoncé être parvenus à un accord sur les modalités de l'offre à être lancée par Lake Acquisitions sur le capital de British Energy.

Le 25 septembre 2008, Lake Acquisitions a annoncé avoir acquis 274 288 774 actions British Energy au prix de 774 pence par action, représentant approximativement 26,53 % du capital social de British Energy à cette date.

Le 5 novembre 2008, Lake Acquisitions a annoncé les modalités de ses offres recommandées pour acquérir la totalité du capital social émis et à émettre de British Energy, à l'exclusion de l'Action Spéciale (i.e., l'action de préférence assortie de droits spéciaux d'une valeur de 1 £ détenue conjointement par le Secrétariat d'État du Gouvernement de Sa Majesté et le Secrétariat d'État d'Écosse).

Les modalités de l'offre pour les actions ordinaires de British Energy étaient les suivantes :

- une offre en numéraire à un prix de 774 pence par action ;
- alternativement, il a été proposé aux actionnaires de British Energy résidents de certains pays membres de l'EEE de recevoir, si disponible, en échange de tout ou partie de leurs actions ordinaires de British Energy,

700 pence et un « Nuclear Power Note » par action ordinaire (l'« Offre Alternative Partielle Assortie de CVR »). « Nuclear Power Note » signifie tout billet (« *note* ») à échéance 2019 émis par Barclays Bank PLC (« Barclays ») en rapport avec les certificats de valeur potentielle (« *contingent value rights* » ou « CVR ») émis par Lake Acquisitions au profit de Barclays. Les paiements au titre des Nuclear Power Notes (et au titre des certificats émis par Lake au profit de Barclays) sont calculés sur la base d'une formule qui a pour objectif de permettre de bénéficier de l'exposition économique aux variations des prix de gros de l'électricité et de la production du parc nucléaire de British Energy. En conséquence, les variations des prix de gros de l'électricité au Royaume-Uni et de la production du parc nucléaire de British Energy peuvent avoir pour effet d'augmenter les paiements à réaliser par le Groupe (à travers Barclays) au titre des Nuclear Power Notes.

Dans le cadre de l'Offre Alternative Partielle Assortie de CVR, un mode de règlement en CVR additionnels était également disponible permettant aux actionnaires ayant opté pour l'Offre Alternative Partielle Assortie de CVR de choisir de recevoir, sous réserve de disponibilité, deux Nuclear Power Notes supplémentaires à la place des 148 pence qui auraient été sinon reçus.

Lake Acquisitions a également fait une offre en numéraire de 774 pence pour chaque action convertible British Energy.

L'acquisition a été soumise à certaines conditions, y compris à l'obtention de l'autorisation en Phase I de la Commission européenne conformément au Règlement CE sur les concentrations. Le 3 novembre 2008, EDF a notifié l'acquisition à la Commission européenne. Le 22 décembre 2008, la Commission européenne a annoncé sa décision d'approuver, sous réserve de certains engagements pris par EDF, l'acquisition de British Energy par Lake Acquisitions. EDF a pris l'engagement de mettre en œuvre au cours des prochaines années : (i) la cession de la centrale à gaz d'EDF Energy plc à Sutton Bridge, (ii) la cession de la centrale au charbon de British Energy à Eggborough, (iii) la vente de quantités d'électricité allant de 5 à 10 TWh par an en Grande-Bretagne au cours de la période de 2012 à 2015, (iv) la cession, sans conditions, d'un site potentiellement adapté à la construction et l'exploitation de nouvelles installations de production d'électricité situé à proximité des stations existantes de British Energy soit à Heysham soit à Dungeness au choix de l'acheteur potentiel, et (v) la renonciation à l'un des trois accords de raccordement au réseau de transport d'électricité du groupe combiné sur le site de Hinkley Point.

Le 5 janvier 2009, Lake Acquisitions a annoncé que ses offres étaient devenues inconditionnelles à tous égards et que l'acquisition était effective. À cette date, Lake Acquisitions détenait ou avait reçu des acceptations valables portant sur un total de 1 550 102 522 actions British Energy, représentant au total environ 96,44% du capital émis existant de British Energy.

Le 5 janvier 2009, British Energy a demandé à l'autorité de marché britannique le retrait des actions de British Energy de la liste officielle et, au London Stock Exchange, le retrait de l'admission à la négociation des actions ordinaires British Energy sur son marché principal de valeurs mobilières cotées. Le retrait de la cote et de l'admission à la négociation a pris effet le 3 février 2009.

Le 12 janvier 2009, Lake Acquisitions a annoncé le dépôt d'une offre de retrait obligatoire sur le fondement de l'article 979 du *Companies Act 2006* au bénéfice des actionnaires de British Energy qui n'avaient pas encore valablement accepté les offres. Les actionnaires de British Energy ont eu jusqu'au 23 février 2009 pour accepter les offres initiales, après quoi leurs actions de British Energy qui n'avaient pas été apportées ont été acquises par Lake Acquisitions dans les conditions du retrait obligatoire.

Lake Acquisitions détient, à la date de dépôt du présent Document de Référence, l'intégralité des actions de British Energy à l'exception de l'« Action Spéciale ».

#### 6.3.1.1.3.2 Activités de British Energy

**Production**

Le groupe British Energy détient et exploite huit centrales nucléaires au Royaume-Uni et une centrale à charbon à Eggborough.

La capacité totale du groupe British Energy était de 10,6 GW (dont 8,7 GW d'origine nucléaire) avec une production de 35,7 TWh (dont 29,1 TWh d'origine nucléaire) sur la période de neuf mois se terminant au 28 décembre 2008.

Le groupe British Energy est le plus faible émetteur de carbone parmi les principaux producteurs d'électricité au Royaume-Uni et le seul producteur d'électricité en base à faible teneur en carbone.

**La production nucléaire**

##### Le parc nucléaire existant de British Energy

Parmi les huit centrales nucléaires du groupe British Energy au Royaume-Uni :

- sept d'entre elles sont des centrales à « Réacteurs Avancés refroidis au Gaz » (RAG), qui se trouvent à Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B, Torness et qui sont alimentées chacune par deux réacteurs ;
- une centrale civile à « Réacteur à Eau Pressurisée » (REP) du Royaume-Uni (située à Sizewell dans le Suffolk) ; cette centrale est alimentée par un réacteur unique.

Un modèle RAG diffère à bien des égards d'un modèle REP. Alors que le modèle RAG est spécifique au Royaume-Uni, le modèle REP est le type de réacteur le plus fréquent dans le monde.

Le RAG dispose d'un modérateur graphite qui permet de contrôler la réaction. Le réacteur est enfermé dans une cuve en acier à doublure en béton comprimé de plusieurs mètres d'épaisseur qui agit également comme un bouclier biologique. Le générateur de vapeur chauffant l'eau est situé à l'intérieur de la cuve de pression. Un RAG utilise de l'uranium enrichi comme combustible et du $CO_2$ comme fluide caloporteur.

Le REP est contenu dans un récipient à pression en acier rempli d'eau pressurisée qui agit comme modérateur et fluide caloporteur. Le combustible utilisé est le dioxyde d'uranium enrichi contenu dans des tubes en alliage de zirconium.

##### Durée d'exploitation des centrales

La durée d'exploitation potentielle de chacune des centrales est déterminée principalement par les conditions de mise en œuvre techniques et économiques de l'application d'un référentiel de sécurité convenu, conformément aux termes de la licence du site nucléaire. Toute décision de British Energy de rallonger la durée d'exploitation d'une centrale électrique au-delà de la date de fermeture actuellement prévue serait fondée, en grande partie, sur une combinaison de facteurs économiques et d'études d'ingénierie portant sur les questions de technique et de sécurité.

L'adéquation du référentiel de sécurité pour chaque centrale fait l'objet d'une confirmation à chaque arrêt programmé, pour la période suivant cet arrêt. Cette confirmation est obtenue après que soient mises en œuvre les mesures appropriées en terme d'inspections, de tests, d'opérations de maintenance et de vérifications des performances opérationnelles. Les résultats sont alors adressés à la *Nuclear Installations Inspectorate* (NII) qui doit donner formellement son accord afin que les centrales concernées puissent être redémarrées. Sous ce régime, les centrales concernées ne peuvent fonctionner après un

redémarrage que pendant la période déterminée par le nouveau référentiel de sécurité. Cette période est normalement de 3 ans pour les centrales de type RAG et de 2 ans pour la centrale de type REP. De plus, un examen périodique de sûreté est requis tous les dix ans pour chaque centrale.

En outre, étant donné que certains coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* et/ou le gouvernement britannique en vertu des accords conclus en 2005 dans le cadre de la restructuration de British Energy (voir section 6.3.1.1.3.2 « Activités de British Energy » – « Accords de Restructuration - Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales »), l'extension de la durée actuelle d'exploitation des centrales serait soumise à l'approbation de la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) dans la mesure où une telle extension aboutirait à une augmentation de ces coûts. La NDA ne peut refuser son accord s'il peut être démontré que les avantages économiques résultant d'une telle extension pour le *Nuclear Liabilities Fund* et pour le Secrétariat d'État concerné, sont raisonnablement susceptibles d'être supérieurs aux coûts supplémentaires.

Les durées de vie des centrales électriques du parc nucléaire existant de British Energy ainsi que les dates de fermetures prévues sont présentées dans le tableau suivant :

| Centrale électrique | Début de production | Date de fermeture prévue | Durée d'exploitation comptabilisée | Allongements de durée déjà annoncés par British Energy(1) | Examen périodique de sûreté(2) |
|---|---|---|---|---|---|
| Hinkley Point B | Fév. 1976 | 2016 | 40 ans | 15 ans | 2017 |
| Hunterston B | Fév. 1976 | 2016 | 40 ans | 15 ans | 2017 |
| Dungeness B | Avr. 1983 | 2018 | 35 ans | 10 ans | 2018 |
| Heysham 1 | Juill. 1983 | 2014 | 30 ans | 5 ans | 2009 |
| Hartlepool | Août 1983 | 2014 | 30 ans | 5 ans | 2009 |
| Torness | Mai 1988 | 2023 | 35 ans | 10 ans | 2010 |
| Heysham 2 | Juill. 1988 | 2023 | 35 ans | 10 ans | 2010 |
| Sizewell B | Fév. 1995 | 2035 | 40 ans | 0 an | 2015 |

*(1) Ces allongements de durée ont déjà fait l'objet d'une autorisation par les autorités compétentes et sont déjà effectives et prises en compte dans la durée d'exploitation comptabilisée.*
*(2) Date de réponse prévue du NII .*

### Capacité et production

Le volume de la production d'une centrale nucléaire dépend de la combinaison de l'ensemble de ses capacités de production (qui est une indication de la moyenne du niveau de puissance qui peut être produit par les centrales sur une période) et de sa disponibilité. La capacité de chaque centrale nucléaire est revue et modifiée de temps à autre pour refléter la capacité à long terme de ces centrales.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs de capacité actuelle et les volumes de production de chacune des centrales du parc nucléaire existant de British Energy pour chacun des cinq derniers exercices comptables et les périodes de neuf mois closes respectivement le 30 décembre 2007 et 28 décembre 2008.

| Centrale électrique | Capacité(1) (MW) | Production(3) (TWh) Exercice clos le 31 mars | | | | | Production(3) (TWh) sur 9 mois au | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 30 décembre 2007 | 28 décembre 2008 |
| Centrales électriques RAG | | | | | | | | |
| Dungeness B | 1 040 | 6,7 | 6,5 | 5,5 | 4,5 | 6,4 | 4,8 | 1,9 |
| Hartlepool | 1 190 | 8,3 | 5,0 | 5,2 | 5,6 | 4,6 | 4,6 | (0,1) |
| Heysham 1 | 1 160 | 6,3 | 5,1 | 6,6 | 7,5 | 3,7 | 3,7 | (0,1) |
| Heysham 2 | 1 235 | 9,8 | 8,2 | 9,2 | 9,5 | 8,6 | 6,3 | 6,2 |
| Hinkley Point B | 820 | 8,1 | 9,3 | 7,7 | 4,2 | 5,3 | 3,6 | 3,7 |
| Hunterston B | 820 | 8,8 | 8,3 | 7,9 | 3,5 | 4,0 | 2,9 | 3,3 |
| Torness | 1 230 | 8,2 | 8,3 | 9,4 | 7,6 | 8,0 | 5,8 | 7,1 |
| **PWR power station** | | | | | | | | |
| Sizewell B | 1 188 | 8,9 | 9,1 | 8,9 | 8,9 | 9,8 | 7,7 | 7,1 |
| **Total** | **8 683** | **65,0** | **59,8** | **60,4** | **51,2** | **50,3** | **39,5** | **29,1** |
| **Load Factor(2)** | | **77 %** | **71 %** | **72 %** | **61 %** | **65 %** | **68 %** | **51 %** |

*(1) Les capacités citées sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des stations, y compris l'électricité importée de National Grid. Les capacités sont soumises à un examen à la fin de chaque année. Les valeurs citées ci-dessus sont relatives à l'exercice clos au 31 mars 2008. Les capacités citées reflètent les attentes pour le niveau de génération d'énergie des unités. En particulier, les centrales Hinkley Point B et Hunterston B ont été ajustées pour tenir compte de l'exploitation prévue à environ 70 % de charge, en raison des restrictions de la température de la chaudière.*
*(2) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale électrique fonctionnait à ses capacités minimales pour la période en question.*
*(3) La production de chaque année prend en compte les arrêts planifiés, non planifiés et les rechargements en combustible. Les chiffres sont arrondis.*

### Réglementation

L'exploitation des centrales nucléaires est soumise à une réglementation stricte, notamment en ce qui concerne la sûreté et la sécurité nucléaire (en particulier la construction, l'exploitation et la déconstruction des installations nucléaires ainsi que la protection des travailleurs et du public contre les rayons ionisants), la réglementation du marché de l'électricité et la réglementation environnementale.

Le *Nuclear Installations Inspectorate* (« NII »), qui fait partie du *Nuclear Safety Division Directorate at the Health and Safety Executive* (HSE) et qui agit en son nom, est le principal organisme de réglementation de la sécurité nucléaire au Royaume-Uni.

**La production à partir de combustibles fossiles**

### Eggborough

La centrale à charbon de Eggborough, située dans le Yorkshire, est détenue et exploitée par Eggborough Power Limited (« EPL »). Contrairement aux centrales nucléaires qui opèrent « en base », Eggborough opère avec une production flexible.

Cette centrale à charbon a été acquise par British Energy en mars 2000. L'encours du prêt ayant servi au financement de cette acquisition s'élevait à 111 millions de livres sterling au 31 mars 2008 (2007 : 123 millions de livres sterling). Le prêt a été intégralement remboursé le 10 février 2009.

### Options des banques de Eggborough

Dans le cadre du plan de restructuration financière de British Energy en 2005, les options suivantes ont été proposées aux créanciers au titre du prêt de financement de projet (les « Banques Eggborough ») :

- des options exerçables à tout moment avant le 31 août 2009 en vertu desquelles la possibilité leur est offerte d'acquérir au 31 mars 2010 les actions ou les biens d'Eggborough Power Limited en contrepartie notamment du paiement de 104 millions de livres sterling (sous réserve de certains ajustements en fonction de l'état de la centrale d'Eggborough au 31 mars 2010) plus le montant prépayé dans le cadre du prêt de financement de projet qui aurait été dû au 31 mars 2010 ou ultérieurement (97 millions de livres sterling) avec toute prime correspondante ; et
- des options en vertu desquelles la possibilité leur est offerte d'acquérir les actions ou les biens d'Eggborough Power Limited à tout moment avant le 31 août 2009, après ou lors de la survenance d'un cas de défaut de paiement dans le cadre du prêt de financement de projet, en contrepartie, d'une part, d'une rétribution (qui varie selon le type d'événement de défaut de paiement) et d'autre part, de l'annulation de l'encours des paiements en vertu du prêt de financement de projet.

Les Banques Eggborough sont habilitées à céder et/ou à transférer tous leurs droits (mais non une partie seulement) en vertu de ces options à un tiers.

Les options des Banques Eggborough, si elles ne sont pas exercées, expireront le 31 mars 2010.

Dans le cadre de la décision de la Commission européenne du 22 décembre 2008 ayant approuvé l'acquisition de British Energy, EDF s'est engagé à céder la centrale d'Eggborough, sous réserve des options consenties aux Banques Eggborough. La cession devra être effectuée selon les termes établis par EDF et à un acquéreur de son choix, après approbation préalable par la Commission européenne. Si la cession n'était pas finalisée dans le temps imparti par la Commission, EDF devra désigner un *trustee* qui procédera à cette cession. EDF s'est également engagé envers la Commission européenne à ce que les activités de la centrale d'Eggborough soient, au plus tard le 5 avril 2009, gérées séparément de celles des autres activités d'EDF Energy. Cette séparation a été effectuée et Eggborough est gérée de façon autonome par un gestionnaire distinct sous la surveillance d'un *trustee*.

**Revue opérationnelle du parc de British Energy**

### Capacité et performance

La production du parc nucléaire existant de British Energy a atteint 29,1 TWh au cours des neuf derniers mois de l'année 2008 se terminant le 28 décembre 2008, une baisse de 10,4 TWh par rapport à une production nucléaire de 39,5 TWh au cours des neuf derniers mois de l'année 2007 se terminant le 28 décembre 2007.

La baisse de production enregistrée pour cette période s'explique principalement par une chute de production imputable aux problèmes rencontrés par les BCU (Boiler Closure Units) à Hartlepool et Heysham 1. La capacité de production a également été affectée par des avaries concernant les unités d'alimentation en combustible à la centrale de Dungeness et l'impact continu de la production à bas régime sur les centrales de Hinkley Point B et Hunterston B. Des progrès notables sur ces deux points sont à noter : les quatres unités situées à Hartlepool et à Heysham 1 ont été remises en service au cours des mois de janvier, février et mars 2009 ; les deux unités de Dungeness B ont été remises en service ; et les centrales de Hinkley Point B et Hunterston B ont fonctionné à environ 70 % de leur capacité maximale, comme prévu. De plus amples informations concernant ces questions sont données ci-dessous.

British Energy continue à bénéficier des revenus de la centrale d'Eggborough. La production de la centrale d'Eggborough a atteint 6,6 TWh au cours des neuf derniers mois de l'année 2008 se terminant le 28 décembre 2008, une hausse de 0,4 TWh par rapport à une production de 6,2 TWh au cours de la même période en 2007.

British Energy s'engage à viser l'excellence en matière de sûreté et d'environnement et s'implique fortement pour sécuriser les sites opérationnels en investissant dans le personnel et sa formation. L'amélioration sur le long terme des statistiques affichées par les sites opérationnels au cours des dernières années est notable. En particulier, la centrale Sizewell B, de type REP, est exploitée suivant les standards internationaux

**Statut des centrales**

### Boiler Closure Units

Les Boiler Closure Units (BCU) sont caractéristiques des centrales Hartlepool et Heysham 1. Il y a huit BCUs dans chaque réacteur qui forment une partie de la limite de pression du réacteur. Chaque BCU est pressurisée par neuf couches d'armature en fil de laiton, enroulées autour de la périphérie extérieure.

À la suite de la découverte d'une rupture de fil au cours d'une inspection normale des BCUs en octobre 2007, British Energy a décidé de mettre hors service les unités des centrales de Hartlepool et Heysham 1. Un programme détaillé d'inspections a été mis en œuvre pour vérifier l'état des BCUs et des modifications techniques ont été apportées pour résoudre le problème.

L'autorité de régulation a régulièrement suivi la mise en œuvre du programme d'inspections. Des modifications techniques ayant été apportées et l'approbation nécessaire de la NII ayant été obtenue, le réacteur Hartlepool 1, a été remis en service le 25 janvier 2009. Le réacteur 1 de Heysham 1, le réacteur 2 de Hartlepool et le réacteur 2 de Heysham 1 ont été respectivement remis en service le 31 janvier 2009, le 19 février 2009 et le 16 mars 2009.

### Alimentation en combustible de Dungeness B

La durée de l'interruption de service de Dungeness B pour cause de ravitaillement a été prolongée temporairement depuis septembre 2006 pour résoudre un problème rencontré avec certaines soudures à l'intérieur des unités d'alimentation en combustible. Une machine à plisser a été développée, construite et est maintenant en service pour verrouiller les unités d'alimentations en combustible.

Les réacteurs 21 et 22 ont été respectivement remis en service le 16 octobre 2008 et le 26 janvier 2009, suite à l'aboutissement du plissage et de l'inspection des assemblages combustibles et des autres travaux d'entretien.

Les procédures normales de ravitaillement devraient être achevées d'ici à la fin de l'année 2009 compte tenu du fait que les unités d'alimentation en combustible ont fait l'objet du plissage et ont été inspectées.

### Chaudières (Boilers)

Depuis l'achèvement des inspections de chaudières et des travaux d'entretien nécessaires à Hinkley Point B et Hunterston B, et la remise en services des quatre unités au cours des mois de mai 2007 et de juin 2007, Hinkley Point B et Hunterston B ont été exploitées à environ 70 % de leur puissance pour limiter la température des tubes des chaudières.

Au cours de l'année 2008, trois des quatre unités ont fait l'objet d'inspections planifiées de chaudières et, lorsque cela était nécessaire, de réparations. Ces trois unités ont été remises en service à un peu plus de 70 % de leur capacité. Un certain nombre de solutions techniques ont été étudiées pour permettre d'augmenter la capacité d'utilisation encore au-delà de 70 %.

### Hot Box Dome

La capacité du réacteur 2 de Heysham 1 a été réduite à 80 % de sa charge maximale en octobre 2006 pour réduire la température d'une partie interne du réacteur, connu sous le nom de Hot Box Dome, en dessous de 380 °C. Sa capacité a ensuite été augmentée pour atteindre 87 %. Une évaluation est en cours afin de permettre l'augmentation de la limite actuelle de température, ce qui permettrait une hausse de la production. Il est prévu qu'un référentiel de sécurité soit soumis à la NII pour approbation dans les meilleurs délais, ce référentiel sera applicable aux deux unités de Heysham 1 et aux deux unités de la centrale sœur de Hartlepool.

**Accords de Restructuration – Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et à la déconstruction des centrales**

Des accords ont été 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. En vertu des Accords de Restructuration (en ce qui concerne les activités nucléaires existantes du groupe British Energy et sous réserve de certaines exceptions) :

- le *Nuclear Liabilities Fund* (« NLF »), un *trust* indépendant créé par le gouvernement britanique dans le cadre de la restructuration de British Energy, a accepté (suivant les instructions du Secrétariat d'État) de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (en ce compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe British Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (en ce compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell) et les coûts de déconstruction éligibles, en relation avec les centrales de British 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 British Energy (en ce compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005) ; et
- le groupe British Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne serait pas conforme aux règles de sûreté et de prudence) tandis que les obligations de British Energy, British Energy Group ltd et British Energy Bond Finance plc à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par des sûretés sur les actifs des membres principaux du groupe British Energy.

Par ailleurs, British Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA), pour la gestion des déchets radioactifs provenant de l'exploitation, à compter du 15 janvier 2005, des centrales de type RAG et ne supporte aucune responsabilité quant à ces déchets après leur transfert sur un site de traitement à Sellafield.

Le Secrétariat d'État et EDF ont accepté (et, suivant les instructions du Secrétariat d'État, le NLF a consenti à) des avenants limités aux Accords de Restructuration en relation avec l'acquisition de British Energy par Lake Acquisitions. Les avenants limitent notamment, sous réserve de certaines exceptions, la majorité des droits et obligations imposés par les Accords de Restructuration, uniquement à British Energy, ses filiales et entités affiliées ; en conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus à EDF, ou à ses filiales et entités affiliées. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État ou du NLF à l'égard de British Energy. Certains avenants aux Accords de Restructuration reflètent l'accès par British Energy à une meilleure notation par suite de l'acquisition.

British Energy était tenue de maintenir une réserve minimale de trésorerie, qui était, à la date du 31 mars 2008, de 490 millions de livre sterling, plus le montant, au-delà de 200 millions de livres sterling, des liquidités utilisées en couverture d'engagement. Les avenants permettent de réduire à 290 millions de livres sterling ,voire à zéro, cette réserve dans la mesure où des lignes de crédit irrévocables d'un même montant seront mises à disposition de British Energy par une entité du groupe EDF disposant d'une notation financière de qualité.

**Financements**

Dans le cadre de la restructuration du groupe British Energy, 700 millions de livres sterling d'obligations ont été émises par British Energy Bond Finance plc (auparavant British Energy Holdings plc) à l'intention de certain créanciers, y compris le NLF. Ces obligations portaient intérêts au taux de 7 % par an et devaient être remboursées en 18 versements inégaux, le 31 mars de chaque année, à partir du 31 mars 2005 et jusqu'au 31 mars 2022.

Le 5 janvier 2009, British Energy a notifié aux obligataires son intention de racheter de manière anticipée ces obligations. Le remboursement anticipé, intervenu le 10 février 2009, a été financé par British Energy et garanti par la mise à disposition par Lake Acquisitions d'une ligne de crédit dont les amortissements et les échéances sont identiques à celles qui étaient prévues par ces obligations.

**Régimes de retraite**

Le groupe British Energy gère deux plans de retraite distincts au Royaume-Uni dans le cadre de l'*Electricity Supply Pension Scheme* (ESPS) : d'une part, le *British Energy Generation Group* (BEGG) pour la majorité des employés de *British Energy Combined Group* (BECG) et, d'autre part, le *British Energy Combined Group* (BECG) pour les employés de la centrale Eggborough. L'ESPS est un plan à prestations définies, qui est financé de manière externe. Chaque fonds de pension qui participe à l'ESPS est financièrement indépendant des autres fonds.

Les besoins de financement des plans de retraite sont déterminés par des évaluations actuarielles triennales conduites par des actuaires indépendants. Toute insuffisance observée à la suite de l'évaluation actuarielle triennale dans le régime BEGG ou le régime BECG sera financée par le groupe British Energy. Les dernières évaluations des régimes de BECG et de BEGG ont porté sur leur situation financière au 31 mars 2007 et ont été validée

par les gérants des plans (« *trustees* »). Le déficit combiné pour les deux régimes de retraite au 31 mars 2007 s'élevait à 177 millions de livres sterling.

Conformément à la loi britannique, les gérants des fonds de pension présentent à leurs investisseurs une déclaration annuelle sur la position financière des fonds. Cette déclaration annuelle est préparée sur la base de la situation des fonds au 31 mars de chaque année ; le déficit combiné pour les deux régimes de retraite au 31 mars 2008 s'élevait à 663 millions de livres sterling. Ce déficit a continué de s'accroître depuis le 31 mars 2008, reflétant la détérioration des marchés financiers.

Les gérants des plans de retraite de British Energy ont convenu avec EDF, dans le cadre de l'acquisition, de la mise en place d'un plan de financement révisé des fonds, effectif à compter du 1er avril 2009 jusqu'au 31 décembre 2013. Il est notamment prévu le versement accéléré des contributions additionnelles, le respect de certains *covenants* financiers après la réalisation de l'acquisition, une liste d'événements déclenchant de nouvelles évaluations et la mise en œuvre de la stratégie future de British Energy en terme de régime de retraite. Les gérants des plans ont confirmé suite à l'acquisition, qu'ils n'envisagent ni de solliciter des contributions supérieures à celles qu'EDF a acceptées de fournir, ni de procéder à une évaluation actuarielle anticipée.

### 6.3.1.1.4 INTÉGRATION

#### 6.3.1.1.4.1 Plans d'intégration

À la fin de l'année 2008, EDF a commencé à planifier l'intégration des activités de British Energy, et ce de manière anticipée par rapport à l'issue de la procédure d'acquisition.

Une équipe dédiée au projet d'intégration et dirigée par le directeur d'EDF Energy, a été créée afin de mettre en œuvre la planification, la gestion des projets et le suivi des améliorations en amont et en aval de l'acquisition. Le suivi comprend l'identification claire et le *reporting* des synergies et autres avantages liés à l'optimisation de la performance des entreprises ainsi que plus généralement le développement de nouveaux actifs nucléaires au Royaume-Uni et des capacités nucléaires du groupe EDF au niveau international.

#### 6.3.1.1.4.2 Synergies

EDF attend de l'acquisition de British Energy qu'elle génère des synergies ayant un impact positif sur l'excédent brut d'exploitation (EBITDA) de l'ordre de 200 millions d'euros trois ans après la date de réalisation de l'acquisition. Les synergies potentielles ont été calculées sur la base d'une détention par le groupe EDF de 100 % du capital de British Energy et d'un retrait de la cote des actions British Energy. Les synergies potentielles ont été calculées sur la base d'hypothèses subjectives établies par EDF, par exemple en ce qui concerne la réduction des charges d'achat et aux autres secteurs où il y aurait des chevauchements potentiels, la croissance du nombre de clients résidentiels, la hausse des marges de commercialisation et de vente d'électricité sur les marchés de gros.

Les synergies dégagées en termes de chiffre d'affaires proviendraient d'une hausse de l'activité de *trading* et de l'impact positif et d'une amélioration de la notation financière du groupe British Energy, de même que de sa capacité à accroître le portefeuille client global d'EDF Energy et de British Energy.

EDF reconnaît l'expertise et l'engagement des employés du groupe British Energy, qui exploitent et maintiennent les centrales de productions existantes. EDF soutiendra, maintiendra et investira dans les centrales existantes et leurs employés, tout en cherchant à utiliser le groupe British Energy comme plateforme pour son Nouveau Programme Nucléaire (voir section 6.3.1.1.5 (« Nouveau Programme Nucléaire »)). EDF Energy, dont la grande majorité des salariés se consacrent à la fourniture de services aux clients et à l'exploitation du réseau de distribution, et le groupe British Energy, dont l'activité principale est la production, sont complémentaires. Des chevauchements entre les deux organisations dans certains secteurs rendent possible la réalisation de synergies en matière de coûts et de bonnes pratiques, qui devraient se réaliser grâce au travail en commun d'EDF et de British Energy en vue de former l'organisation d'un groupe intégré au Royaume-Uni.

En plus des synergies qui devraient améliorer les performances et l'exploitation continue du parc nucléaire existant de British Energy, EDF compte également réaliser d'importantes synergies grâce au Nouveau Programme Nucléaire, dans la mesure où les personnels de British Energy et d'EDF ont une expertise approfondie de la filière nucléaire et où le groupe élargi sera à même d'exploiter les économies dégagées sur les coûts et les investissements grâce à des économies d'échelle et à la normalisation.

#### 6.3.1.1.4.3 Contrat d'achat d'électricité avec EDF Energy plc

Les projets de contrats de vente d'électricité par British Energy à EDF Energy sont fondés sur les principes suivants :

- EDF Energy sera chargé, pour une durée déterminée, de la commercialisation sur le marché britannique de l'ensemble de la production d'énergie nucléaire de British Energy afin de maximiser les synergies ;
- ces transactions devront être réalisées sur la base d'indices de marché fixés d'un commun accord et spécifiés pour chaque produit commercialisé, afin de garantir la transparence des revenus versés à British Energy.

### 6.3.1.1.5 NOUVEAU PROGRAMME NUCLÉAIRE

#### 6.3.1.1.5.1 Objectif et sites

Le groupe EDF projette de construire et d'exploiter quatre nouveaux réacteurs de type EPR au Royaume-Uni, avec un objectif de démarrage du premier réacteur EPR d'ici la fin 2017. La technologie EPR est celle qui est actuellement déployée pour la construction de la centrale nucléaire sur le site de Flamanville en France. Cette standardisation dans la conception des centrales devrait générer des avantages dans le cadre de la construction et de l'exploitation des nouvelles centrales. Conjointement avec Areva, EDF a déjà soumis une demande aux autorités du Royaume-Uni en vue d'obtenir la certification d'un modèle de réacteur EPR à utiliser au Royaume-Uni. En outre, EDF a déjà commandé les composants essentiels requis en vue de la construction des deux premiers réacteurs EPR au Royaume-Uni.

EDF Development Company Limited, filiale détenue à 100 % par EDF International et créée en 2008, a acquis des terrains à Hinkley Point et à Wylfa à proximité d'installations nucléaires existantes, dans le but d'y construire de nouvelles centrales nucléaires.

Avec l'acquisition de British Energy, EDF a désormais accès à des sites appartenant à British Energy et situés près de centrales électriques existantes ainsi que des terrains à Bradwell permettant ainsi le développement de nouvelles centrales nucléaires. British Energy a indiqué que les huit sites qu'elle possède figurent parmi les meilleurs candidats potentiels pour la construction de nouvelles centrales nucléaires. Les quatre sites prioritaires pour la première construction des nouvelles unités de production sont dans le sud de l'Angleterre - à Sizewell, Hinkley Point, Dungeness et Bradwell. Pour chacun de ces quatre sites, des séries d'enquêtes avaient été diligentées pour recueillir des données permettant d'évaluer l'impact environnemental des éventuelles mises en chantier. En novembre 2007, ces sites avaient sécurisé leurs réseaux de transport et de distribution et avaient conclu avec la National Grid des

programmes de construction de centrales dont la capacité brute totale avoisinerait 10,8 GW à partir de 2016. EDF a également reconnu ces sites comme appropriés pour le Nouveau Programme Nucléaire.

L'utilisation des sites d'EDF et de British Energy pour la construction de nouvelles centrales nucléaires reste subordonnée à l'évaluation stratégique des sites par le gouvernement britannique et de l'octroi des autorisations appropriées concernant le calendrier.

#### 6.3.1.1.5.2 Accords de cession de terrain

EDF, Lake Acquisitions et le Secrétariat d'État ont conclu un engagement prévoyant, dans certaines circonstances, la cession par EDF de terrains proches de sites nucléaires existants détenus à Bradwell et contigus à des centrales existantes à Heysham ou Dungeness, et à la condition que cela ne soit pas exigé au titre des accords de commercialisation simultanée des terrains dont EDF est propriétaire à Wylfa (voir ci-dessous).

EDF et EDF Development Company Limited ont conclu un engagement conditionnel (Simultaneous Marketing Agreement) avec la Nuclear Decommissioning Authority (NDA) relatif à la mise en vente simultanée au travers d'une procédure d'enchères de terrains d'EDF Development Company Limited à Wylfa et de terrains de la NDA à Wylfa, Bradwell et Oldbury.

L'objectif d'EDF en concluant ces accords est de s'assurer qu'à la suite de l'acquisition, EDF pourra disposer de sites appropriés pour la construction de quatre centrales nucléaires de type EPR au Royaume-Uni. L'engagement de cession de terrain est destiné à faciliter l'entrée d'autres producteurs d'énergie nucléaire sur le marché Britannique, ce qui favorisera la réalisation de la politique du gouvernement de sa Majesté la Reine visant à promouvoir l'émergence de plusieurs producteurs d'électricité nucléaire au Royaume-Uni.

### 6.3.1.2 ALLEMAGNE — ENBW

À la date de dépôt du présent Document de Référence, EDF détient 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'auto-contrôle qui n'ont pas de droit de vote, 46,07 % des droits de vote d'EnBW.

En 2008, EnBW a généré un chiffre d'affaires de 16,3 milliards d'euros et un EBITDA[1] de 2,5 milliards d'euros (source : rapport annuel EnBW 2008). EnBW est consolidé par intégration proportionnelle à hauteur de 46,07 % dans les comptes consolidés du groupe EDF clos au 31 décembre 2008.

EnBW, dont les titres sont admis aux négociations aux bourses de Francfort et de Stuttgart, publie un certain nombre d'informations (notamment son rapport annuel) qui sont disponibles sur son site Internet www.enbw.com. EnBW est le troisième énergéticien allemand après E.ON et RWE par le chiffre d'affaires réalisé et le nombre de clients. Par ailleurs, il est le premier énergéticien dans sa zone de développement historique : le Bade-Wurtemberg. Son domaine d'activité inclut la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce de l'électricité. EnBW est également présent dans le domaine du gaz (transport, distribution, commercialisation et négoce) et des services énergétiques. EnBW détient des participations dans de nombreuses régies communales dans le Bade-Wurtemberg. Ailleurs en Allemagne, EnBW participe également à des régies communales et a développé, à l'échelle nationale, un commercialisateur d'électricité indépendant, la société Yello, le fournisseur d'électricité en Allemagne qui a le plus de clients en dehors de sa zone historique.

#### 6.3.1.2.1 INTÉRÊT STRATÉGIQUE DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS ENBW

La prise de participation d'EDF dans EnBW fait suite à une longue collaboration entre les deux entreprises, notamment dans le domaine technique et dans celui des échanges d'électricité avec le Bade-Wurtemberg. EnBW dispose d'une forte implantation dans cette région qui est l'une des plus développées d'Europe avec ses 11 millions d'habitants et son tissu d'entreprises performantes et tournées vers l'exportation.

EnBW dispose avec sa marque Yello d'une forte capacité de commercialisation auprès de la clientèle des particuliers et des professionnels ouverte à la concurrence depuis 1998, et d'une expérience dont EDF peut tirer avantage. La participation d'EDF dans EnBW permet aussi d'accompagner les grands clients multi-sites des deux entreprises.

Les participations d'EnBW dans des Stadtwerke (voir section 6.3.1.2.3.1 (« Métiers de l'électricité »— « Commercialisation »)), au Bade-Wurtemberg, mais également à Düsseldorf et dans la Saxe dans l'est de l'Allemagne, lui permettent d'étendre sa présence au-delà de sa zone historique.

De même, l'activité gaz d'EnBW, avec un chiffre d'affaires de 2,9 milliards d'euros (source : rapport annuel EnBW 2008) sur le premier marché gazier européen, constitue un atout pour la stratégie gazière du groupe EDF.

Par ailleurs, EDF estime qu'une présence en Allemagne — le marché le plus important d'Europe en termes de nombre de clients et de volume consommé d'électricité — est indispensable dans la perspective d'un marché énergétique européen.

L'intérêt stratégique du groupe EDF en Allemagne réside également dans l'importance de la « plaque allemande », qui comprend l'Allemagne, l'Autriche et dans une certaine mesure la Suisse, et qui donne accès à près de 90 millions de consommateurs. Cette « plaque allemande » peut être considérée comme un seul marché puisque les interconnexions entre les pays concernés sont fortement développées et que les lignes de transport ne sont pas saturées, ce qui permet une fluidité des échanges. Les prix de gros pour les différents produits (base, pointe, sur les marchés *spot* et à terme) sont ainsi globalement identiques dans les trois pays. Cette plaque occupe une place centrale en Europe et est susceptible à moyen terme de constituer avec la France et le Benelux un « marché régional », si les congestions de réseau sont levées.

L'intérêt d'une présence en Allemagne est renforcé par les possibilités de croissance dans les pays d'Europe centrale et orientale depuis l'élargissement de l'Union Européenne. EnBW est d'ailleurs présent à travers des participations, pour la plupart minoritaires, dans des sociétés de production et de distribution d'électricité, notamment en Suisse, en Autriche, en Pologne et en Hongrie, et ambitionne de se développer en Europe centrale et orientale.

Enfin, la proximité géographique d'EDF et d'EnBW et la similitude des métiers exercés (notamment la part importante de production d'origine nucléaire des deux entreprises) permettent des échanges d'expertise et la réalisation de synergies.

1 Défini dans le rapport annuel 2008 d'EnBW comme le « résultat avant intérêts, impôts sur les bénéfices et dotations aux amortissements ».

### 6.3.1.2.2 DÉTAIL DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS ENBW

#### Actionnariat d'EnBW

À la date de dépôt du présent Document de Référence, EDF détient 45,01 % du capital et, en excluant les actions d'autocontrôle qui n'ont pas le droit de vote, 46,07 % des droits de vote d'EnBW. Aux côtés d'EDF, le principal actionnaire d'EnBW est OEW, un groupement de collectivités locales du Bade-Wurtemberg qui détient à la date de dépôt du présent Document de Référence, à l'instar d'EDF, 45,01 % du capital et 46,07 % des droits de vote d'EnBW. EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires qui leur donne le co-contrôle de l'entreprise (voir ci-dessous).

À la date de dépôt du présent Document de Référence, le solde du capital d'EnBW est détenu à hauteur de 5,82 % par différentes municipalités et fédérations de municipalités du Bade-Wurtemberg, de 1,86 % par le public et de 2,30 % par EnBW en auto-contrôle (source : rapport annuel EnBW 2008).

#### Pacte d'actionnaires

EDF et OEW ont conclu un pacte d'actionnaires le 26 juillet 2000, aux termes duquel ils ont convenu de détenir ensemble, et à parité, la majorité du capital d'EnBW et de contrôler la société conjointement. Le pacte précise qu'EnBW devra être le véhicule exclusif d'EDF en Allemagne pour tout investissement relatif aux activités d'électricité, de gaz et de déchets, sauf si OEW ou EnBW décline l'investissement proposé. Par ailleurs, le pacte distingue deux catégories d'actions :

- les actions assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent 50,01 % du capital d'EnBW (25,005 % pour chacune des parties) (les « Actions Assujetties ») ;
- les actions non-assujetties au pacte d'actionnaires, qui représentent le solde de la participation de chacun des deux partenaires.

Concernant les Actions Assujetties, le pacte prévoit que, depuis le 1er janvier 2005 et jusqu'au 31 décembre 2011, OEW est soumise à l'accord préalable d'EDF pour la cession de ses Actions Assujetties à un tiers ne faisant pas partie d'OEW.

Toutefois, OEW dispose :

- d'une option de vente sur EDF (*Put*), de tout ou partie de ses Actions Assujetties (25,005 %), exerçable à tout moment entre le 1er janvier 2005 et le 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Le montant de cette option est inscrit par le groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2008 pour 2 322 millions d'euros (voir note 25.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008) ;
- d'un droit de préemption sur les Actions Assujetties détenues par EDF ;
- du droit de s'opposer à une vente par EDF de ses Actions Assujetties, si le tiers acheteur n'est pas prêt à acquérir les actions d'OEW au même prix (clause de sortie conjointe).

Concernant les actions non-assujetties, le pacte prévoit un mécanisme de droit de préemption réciproque.

EDF et OEW sont tenus de se concerter afin d'exercer uniformément leurs droits de vote en Assemblée générale ou d'adopter une position uniforme sur les décisions examinées en Conseil de surveillance et sont également tenus d'adopter une position commune concernant toute décision d'EnBW jugée importante par au moins une partie et de la faire valoir vis-à-vis de la société.

À cette fin, EDF et OEW ont constitué, conformément aux stipulations du pacte d'actionnaires, un comité des actionnaires (présidé par EDF) leur permettant d'arrêter des positions communes. EDF dispose toutefois d'un droit de vote décisif pour les décisions relatives à la mise en œuvre du plan de développement à moyen terme d'EnBW tel qu'élaboré par les parties.

Sur un total de 20 membres au Conseil de surveillance, EDF dispose de quatre représentants et OEW de trois (dont le président qui a voix prépondérante). Deux membres ont été désignés par l'Assemblée générale d'EnBW (l'un sur proposition d'OEW, l'autre sur proposition d'EDF), dix membres par les salariés d'EnBW, le membre restant étant désigné conjointement par EDF et OEW.

L'un des membres du Directoire d'EnBW, actuellement composé de cinq membres, est désigné par EDF.

Le pacte vient à échéance au plus tôt le 31 décembre 2011, mais demeurera en vigueur aussi longtemps qu'EDF et OEW disposeront ensemble de la majorité du capital, et chacun d'au moins 17 % du capital.

#### Autre accord actionnarial

OEW disposait d'une option de vente (Put) sur EDF portant sur tout ou partie des actions qu'elle a rachetées à la Deutsche Bank et à HSBC Trinkhaus & Burkhardt KgaA le 28 janvier 2005 (5,94 % du capital d'EnBW). Cette option était exerçable à tout moment du 28 janvier 2005 au 30 novembre 2006, mais n'a pas été exercée par OEW. Depuis le 1er décembre 2006 et jusqu'au 31 décembre 2011, EDF dispose, en cas de cession par OEW des actions précitées à un tiers, d'un droit de préemption.

#### Perspectives d'évolution de l'actionnariat d'EnBW

La poursuite d'un partenariat de qualité avec OEW est pour EDF un objectif important. À l'occasion de son retour à la parité avec EDF dans le capital d'EnBW en avril 2005, OEW a exprimé son objectif de conserver ses actions au moins jusqu'en 2011. Toutefois, cette position reste susceptible d'évolution avant 2011, OEW disposant toujours d'une possibilité d'exercer l'option de vente portant sur les Actions Assujetties avant cette date.

#### Évolution des prix de marché en Allemagne

En 2008, en Allemagne comme en France, les prix de l'électricité du jour pour le lendemain ont sensiblement progressé par rapport à 2007. Les prix *spot* allemands se sont établis, en moyenne en 2008, à 65,8 euros/MWh en base et 88,1 euros/MWh en pointe, en hausse respectivement de 73 % (+ 27,8 euros/MWh) et 57 % (+ 31,9 euros/MWh) par rapport à 2007.

Après avoir fortement progressé durant le 1er semestre 2008, les prix à terme de l'électricité ont sensiblement baissé au second semestre pour retrouver des niveaux proches des prix constatés fin 2007. Ils ont toutefois augmenté en moyenne par rapport à l'année 2007. Le contrat annuel allemand 2009 en base s'est négocié en moyenne à 70,1 euros/MWh, soit une hausse de 25 % (+ 14,2 euros/MWh par rapport au contrat annuel 2008 coté en 2007).

### 6.3.1.2.3 DÉTAIL DES ACTIVITÉS D'ENBW

Le tableau ci-dessous présente les chiffres clés de l'activité du groupe d'EnBW pour les deux derniers exercices (source : rapport annuel EnBW 2008) :

| | Exercice clos au 31.12.2008 | Exercice clos au 31.12.2007 |
|---|---|---|
| **Chiffre d'affaires (en milliards d'euros)(1)** | **16,31** | **14,71** |
| dont électricité | 12,74 | 11,54 |
| dont gaz | 2,88 | 2,48 |
| Ventes d'électricité (TWh)(2) | 130,5 | 139,5 |
| Ventes de gaz (TWh) | 69,8 | 75,2 |
| Clients énergie (millions) | 6 | 6 |
| Effectifs | 20 501 | 20 265 |

*(1) Chiffre d'affaires net, après déduction de l'impôt sur l'électricité et le gaz.*

*(2) Comprend les ventes d'électricité effectuées par des sociétés dans lesquelles EnBW détient (i) des participations majoritaires consolidées par intégration globale pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à 100 %, et (ii) des participations minoritaires consolidées par intégration proportionnelle pour lesquelles le volume des ventes est pris en compte à hauteur de leur pourcentage de détention.*

#### 6.3.1.2.3.1 MÉTIERS DE L'ÉLECTRICITÉ

**Production**

En 2008, la vente d'électricité du groupe EnBW (incluant le montant net des volumes négociés et toutes les participations) s'est élevée à 130,5 TWh. Sa capacité installée est de 15 000 MW. Elle est répartie de la manière suivante :

| (en MW)* | Capacités |
|---|---|
| Nucléaire (y compris contrats EDF) | 4 846 |
| Thermique classique | 6 585 |
| Hydraulique | 3 472 |
| Autres énergies renouvelables | 97 |
| **TOTAL** | **15 000** |

** Données brutes ; chiffres consolidés du groupe EnBW incluant les participations (source : rapport annuel EnBW 2008).*

Les actifs de production d'EnBW en Allemagne sont essentiellement situés dans le Bade-Wurtemberg. Ils se caractérisent par leur mix de production équilibré et relativement peu émetteur de $CO_2$ par rapport aux autres producteurs d'électricité en Allemagne. La production de base est assurée à la fois par le nucléaire et l'hydraulique, la production de semi-base par les centrales au charbon, et les besoins de pointe par des centrales au gaz et au fioul, ainsi que des stations de pompage. Globalement, les moyens de pointe thermiques et hydrauliques sont suffisants, permettant même de vendre de l'énergie de pointe sur le marché.

Le tableau suivant présente la répartition de l'approvisionnement en électricité de 130,5 TWh par type d'énergie primaire utilisée, obtenue sur la base des chiffres consolidés du groupe EnBW incluant les participations :

| | |
|---|---|
| Charbon, gaz, pétrole | 14,2 % |
| Énergie nucléaire | 27,7 % |
| Hydraulique et autres énergies renouvelables (*) | 20,2 % |
| Autres (**) | 37,9 % |

** Selon le paragraphe 42 de la Loi allemande du 7 juillet 2005 concernant l'électricité et le gaz.*

*** Source d'énergie indéterminée, la plupart de ce volume étant approvisionnée par le négoce sur le marché de gros.*

*(source : rapport annuel EnBW 2008)*

EnBW couvre par sa production propre, les contrats d'approvisionnement long terme et ses participations dans des centrales, 51 % des besoins du groupe EnBW, soit 66,6 TWh produits sur 130,5 TWh vendus en 2008 (source : rapport annuel EnBW 2008).

**Investissements dans le parc de production**

EnBW a engagé des investissements pour renouveler et renforcer son parc de production d'électricité.

En décembre 2006, EnBW a ainsi décidé d'engager la construction d'une centrale à charbon supercritique de plus de 900 MW bruts à Karlsruhe, dont le rendement attendu est supérieur à 45 %. L'investissement est supérieur à 1 milliard d'euros. Les travaux ont commencé début 2008 pour un raccordement au réseau prévu fin 2011.

EnBW et Dow Chemical ont signé en décembre 2007 un *Memorandum of Understanding* (MoU) pour la constitution d'une joint-venture visant à construire, sur le site de Stade en Basse-Saxe, une centrale charbon de 800 MW et rénover l'unité de cogénération de 200 MW. EnBW contribue à l'étude du projet de centrale charbon supercritique de 900 MW de la société Grosskraftwerk Mannheim AG, detenue à 32 % par EnBW. L'étude pour la construction d'une centrale à gaz à Karlsruhe se poursuit.

EnBW a également conclu un contrat de fourniture sur 20 ans avec le producteur EVONIK (situé dans la région de la Ruhr), qui mettra à la disposition d'EnBW à partir de 2010, un droit de tirage de 250 MW.

Des projets d'extension de sites hydrauliques sont en cours de réalisation ou à l'étude :

- extension de la centrale au fil de l'eau de Rheinfelden dont la mise en service est prévue pour 2010 (augmentation de la capacité de 26 MW à 100 MW) ;
- ajout d'une 5e turbine de 38 MW à la centrale d'Iffezheim dont la mise en service est prévue pour 2011 (pilotage d'EnBW, participation d'EDF) ;
- ajout d'une 5e turbine de 28 MW à la centrale de Gambsheim dont les travaux devraient commencer en 2010 (pilotage d'EDF, participation d'EnBW).

EnBW a acquis en mai 2008 deux sociétés de développement (EOS Offshore AG et Offshore Ostsee Wind AG), qui portent des projets éoliens offshore en mer Baltique et en mer du Nord pour un total de 1200 MW à construire d'ici 2012. Un premier projet en mer Baltique d'environ 50 MW a été lancé fin 2008.

Le nucléaire représente 32 % de la capacité installée d'EnBW (ce qui inclut la puissance fournie par EDF au titre des contrats de fourniture d'énergie). La sortie programmée du nucléaire, si elle était effectivement réalisée, conduirait EnBW à devoir substituer de l'ordre de 4 000 MW de capacité installée, hors contrats EDF, d'ici 2022.

La centrale nucléaire d'Obrigheim (puissance nette de 340 MW) a été arrêtée en mai 2005 et sa déconstruction a débuté en octobre 2008.

L'échéancier de fermeture des centrales nucléaires d'EnBW, tel qu'il est arrêté aujourd'hui, est indiqué dans le tableau ci-dessous :

| Centrales nucléaires | Mise en service commerciale | Capacité installée (MW) | Arrêt d'exploitation prévu |
|---|---|---|---|
| Neckarwestheim 1 | 1976 | 633 * | 2010** |
| Philippsburg 1 | 1980 | 890 | 2012 |
| Philippsburg 2 | 1985 | 1 392 | 2018 |
| Neckarwestheim 2 | 1989 | 1 096 * | 2022** |

* *Correspond à la quote-part d'EnBW dans la centrale.*
** *Ce calendrier ne tient pas compte de la prolongation de la durée d'exploitation de la tranche 1 de la centrale de Neckarwestheim demandée par EnBW fin 2006.*

Le Ministre-Président du Land du Bade-Wurtemberg a pris position à plusieurs reprises pour une prolongation du nucléaire, en particulier en ce qui concerne une prolongation de Neckarwestheim 1. Dans ce contexte, EnBW s'est également déclarée favorable à une modernisation du consensus sur la sortie du nucléaire et a déposé fin 2006 une demande officielle d'autorisation de transfert de volumes de production de la tranche 2 à la tranche 1 de la centrale de Neckarwestheim. Le Ministre de l'Environnement allemand a rejeté en juin 2008 la demande d'EnBW de prolonger jusqu'en 2017 l'exploitation de la tranche 1. EnBW a formé un recours auprès du tribunal administratif de Mannheim contre cette décision.

Les coûts futurs de l'élimination des combustibles irradiés et des déchets d'exploitation ainsi que de la mise à l'arrêt et de la déconstruction des centrales nucléaires sont estimés par EnBW à 4 883 millions d'euros sur une base actualisée au taux nominal de 5,5 %, montant provisionné dans les comptes d'EnBW au 31 décembre 2008. Le calcul de ces provisions est fondé sur des obligations réglementaires et les dispositions des autorisations d'exploitation.

En décembre 2008, E.ON et EnBW ont signé un accord pour la vente à EnBW des parts détenues par E.ON dans la centrale thermique lignite de Lippendorf, ce qui correspond à un accès à une capacité de 446 MW, et dans la centrale au charbon de Bexbach (soit 79 MW).

**Commercialisation**

En 2008, EnBW a commercialisé 130,5 TWh d'électricité (y compris les activités de négoce sur les marchés de gros et les participations) auprès d'environ 6 millions de clients finals (source : rapport annuel EnBW 2008).

Le groupe EnBW commercialise l'électricité par l'intermédiaire de ses filiales EnBW Vertriebs- und Servicegesellschaft GmbH, détenue à 100 %, EnBW Ostwürttemberg DonauRies AG, détenue à 99,73 % et Energiedienst Holding AG, filiale détenue à 81,72 %, présente dans le Bade-Wurtemberg et en Suisse (source : rapport annuel EnBW 2008). EnBW commercialise également par l'intermédiaire de quelques participations majoritaires, à titre d'exemple, ENSO (*Energie Sachsen Ost AG*), dans le Land de Saxe, détenue à 50,10 % et Stadtwerke Düsseldorf en Rhénanie du Nord Westphalie détenue à 54,95 %.

EnBW a une participation de 15,07 % dans le capital de MVV (*MVV Energie AG*). MVV est un important fournisseur d'électricité dans la région de Mannheim. EnBW ne dispose pas d'une influence significative au sein de cette société (EnBW ne siège pas à son Conseil de surveillance). MVV n'est pas un canal de commercialisation direct ou indirect d'EnBW.

En dehors du Bade-Wurtemberg, la commercialisation auprès des clients résidentiels et professionnels est principalement assurée au travers de la société *Yello Strom GmbH* disposant de plus de 1,4 million de clients sur l'ensemble du marché allemand (source : site Internet Yello). Après une montée en puissance coûteuse avec des frais fixes élevés et des prix de vente bas, Yello réalise depuis 2004 un résultat avant impôt positif grâce à une réduction significative des coûts et à une régionalisation de ses tarifs. En septembre 2007, Yello a fait son entrée sur le marché suédois pour poursuivre le développement de la marque.

En 2008, il a été observé un renforcement de la concurrence sur le marché électrique allemand avec le développement de nouveaux acteurs sur le marché B2C (*business to consumer*) et des offres concurrentielles des grands concurrents allemands dans le segment B2B (*business to business*).

Pour faire face à cette concurrence, EnBW poursuit une approche multi-marques : dans le segment B2C avec les marques EnBW et Yello, mais également Naturenergie (marque de commercialisation au niveau national pour l'énergie produite à partir d'énergies renouvelables). Dans le B2B l'entreprise est active avec les marques EnBW et Watt (filiale spécialisée sur les comptes intermédiaires et les petits comptes en dehors du Bade-Wurtemberg).

Par ailleurs, EnBW poursuit une stratégie de différenciation par les services proposés pour fidéliser et gagner des clients. Dans ce contexte, EnBW et Yello ont lancé un projet pilote de compteurs intelligents sur le marché B2C permettant de suivre en ligne la consommation d'électricité, et ouvrant des perspectives de développement de produits et services novateurs. EnBW propose ce compteur à l'ensemble de ses clients depuis octobre 2008 et prévoit d'en installer 45 000 dans les trois prochaines années.

Au 1er juillet 2008, EnBW a augmenté son tarif de base électricité « EnBW Komfort » de 4,9 %.

**Transport — Distribution**

EnBW gère une des quatre zones d'équilibre en Allemagne et est à ce titre le seul exploitant du réseau de transport d'électricité dans le Bade-Wurtemberg. Dans sa zone, EnBW est chargée d'assurer la stabilité et la gestion du réseau de transport à très haute tension, ainsi que les interconnexions avec les autres réseaux.

EnBW détient la majeure partie du réseau haute et moyenne tension dans sa zone historique et est également très fortement présente dans la distribution. EnBW dispose de huit centres régionaux qui exploitent les réseaux de distribution dans le Bade-Wurtemberg, dans le cadre de contrats de concession. EnBW a conclu plus d'un millier de contrats de concession, dont environ 750 contrats directement avec des communes, le solde étant conclu indirectement au travers de filiales ou de participations.

EnBW détient également une cinquantaine de participations dans des Stadtwerke et des entreprises communales qui exploitent des réseaux de distribution, ce qui lui permet d'être présente sur des territoires où elle n'a pas de concessions directes de distribution.

Début 2008, la structure du groupe ENSO a été simplifiée par regroupement dans ENSO Energie Sachsen Ost AG des sociétés d'électricité et de gaz ENSO Strom AG et ENSO Erdgas GmbH ainsi que par le regroupement dans ENSO Netz GmbH de leurs filiales réseaux ENSO Strom Netz GmbH et ENSO Erdgas Netz GmbH. EnBW détient désormais (via GESO) 50,10 % de la société ENSO Energie Sachsen Ost AG.

EnBW détient, à la date de dépôt du présent Document de Référence, une participation de 54,95 % dans le capital de la *Stadtwerke Düsseldorf AG* (« SWD »), située au cœur du territoire historique de son concurrent RWE. L'exercice en décembre 2005, par la ville de Düsseldorf, d'une option de vente consentie par EnBW et portant sur 25,05 % du capital de SWD, a permis à EnBW de prendre le contrôle de SWD en mars 2006, après l'accord de la Commission européenne. La ville de Düsseldorf bénéficie d'une seconde option de vente sur EnBW, portant également sur 25,05 % du capital de SWD. La période d'exercice de cette seconde option a débuté le 1er janvier 2005 et devait se terminer le 31 décembre 2008. EnBW disposait de la faculté de prolonger cette période d'exercice, par période d'un an, sur notification écrite de sa part, envoyée au plus tard le 31 octobre de l'année au cours de laquelle la période d'exercice concernée expirera. La période d'exercice a effectivement été prolongée jusqu'au 31 décembre 2009. Au 31 décembre 2008, le prix d'exercice de la seconde option de vente était comptabilisé à hauteur d'un montant de 261,5 millions d'euros dans les autres dettes du bilan d'EnBW (source : EnBW).

En 2008, la SWD a fait l'acquisition de 49,9 % de la Stadtwerke Hilden et a conclu un partenariat avec cette dernière afin d'optimiser leurs achats d'énergie et de matériels.

Le tableau ci-dessous présente la taille du réseau d'EnBW :

| Longueur du réseau du groupe EnBW (en km) | |
|---|---|
| **Très haute tension** | |
| 380 kV | 1 994 |
| 220 kV | 2 055 |
| **Haute tension** | |
| 110 kV | 9 801 |
| **Moyenne tension** | |
| 30, 20 et 10 kV | 49 324 |
| **Basse tension** | |
| 0,4 kV | 104 406 |

*Source : rapport annuel d'EnBW 2008*

Le réseau de distribution d'EnBW, comme les réseaux de distribution allemands en général, se caractérise par un niveau de qualité de fourniture parmi les meilleurs au niveau européen.

**EnBW est propriétaire du réseau de transport**

EnBW Transportnetze AG (EnBW TNG) et Swissgrid AG ont fondé la société commune Central European System Operation Coordinator AG (CESOC) pour la coordination de leurs réseaux de transport, dans l'objectif d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement et l'exploitation du réseau central européen.

EnBW TNG a fondé avec les autres gestionnaires de réseau de transport d'électricité RTE-EDF Transport, Elia, TenneT, E.ON Netz, RWE TSO et Cegedel Net la société de services communs transfrontaliers CASC-CWE (Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity market), dont l'objet est de mettre en œuvre et faire fonctionner les enchères liées à l'allocation annuelle et mensuelle de la capacité de transport d'électricité, aux frontières entre les cinq pays, à partir de systèmes et de règles normalisés. L'autorisation de la Commission européenne a été obtenue le 14 août 2008, ouvrant ainsi la voie à ce nouveau pas concret vers l'intégration des cinq marchés de l'électricité dans le marché régional de l'électricité d'Europe de centre-ouest.

**Les réseaux de distribution lui appartiennent pour la durée des concessions**

Les réseaux concédés sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles, à l'actif du bilan d'EnBW. Les concessions détenues par les régies, dans lesquelles EnBW a une participation minoritaire, sont portées à l'actif du bilan des régies. S'il s'agit d'une participation majoritaire, cette concession apparaît dans les comptes du groupe EnBW.

L'essentiel des contrats de concession conclus par EnBW doit être renouvelé d'ici 2012. L'entreprise s'est préparée à ces échéances et a engagé depuis plusieurs années un plan d'action structuré à cet effet, comprenant de nombreuses actions : analyse de la situation par commune, définition d'un contrat type de concession avec les associations des communes du Bade-Wurtemberg, attribution d'un budget d'investissements spécifique de sécurisation des concessions, etc. Ainsi, en 2008, EnBW a procédé au renouvellement de 159 contrats de concessions portant sur des réseaux de distribution d'électricité.

Le non-renouvellement d'une concession ne signifie pas nécessairement la cessation d'activité d'EnBW sur la commune concernée. En effet, la commune qui ne renouvellerait pas sa concession pourrait créer une Stadtwerke et offrir une possibilité de participation d'EnBW à son capital, ce qui permettrait à celle-ci de continuer à desservir le territoire concerné. En cas de perte de concession, EnBW doit céder le réseau à ses concurrents ou aux Stadtwerke au prix de marché (« *Ertragswert* »). Si la concession non renouvelée est accordée à un concurrent, EnBW ne perd pas forcément ses clients, car ceux-ci gardent leurs contrats de commercialisation avec EnBW. En revanche, le « nouvel » opérateur de réseau aura un fort intérêt à récupérer ces clients.

EnBW a pour objectif d'étendre sa présence dans les activités de distribution en dehors du Bade-Wurtemberg par voie de prises de participations dans des régies de taille régionale.

**Tarifs d'accès aux réseaux**

Dans le cadre de la mise en place du régulateur en Allemagne (la Bundesnetzagentur – BnetzA) faisant suite à l'entrée en vigueur de la Loi sur l'énergie de juillet 2005, les tarifs d'accès aux réseaux d'électricité et de gaz ont été notifiés à la baisse aux transporteurs et aux distributeurs en 2006. EnBW s'est vu imposer en 2006 une baisse, par rapport à la demande formulée par l'entreprise, de 8 % pour son réseau de transport d'électricité, de 14 % pour le réseau de distribution d'électricité et de 17 % pour le

réseau de distribution de gaz. Les grands concurrents d'EnBW se sont vus également imposer des baisses importantes. Début 2008, une nouvelle baisse des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité de 11 % par rapport aux tarifs 2007 a été notifiée à EnBW par le régulateur.

En septembre 2007, l'Allemagne a décidé de passer d'une régulation des frais d'accès aux réseaux basée sur les coûts à une régulation incitative des réseaux électriques et gaziers à partir du 1er janvier 2009. Le décret *Anreizregulierungsverordnung* (AregV) du 29 octobre 2007 prévoit, pour l'électricité, deux périodes de régulation de 5 ans (2009-2013 et 2014-2018) et, pour le gaz, une première période de 4 ans puis une seconde de 5 ans (2009-2012 et 2013-2017).

En juillet 2008, la BNetzA a pris une décision quant au taux de rémunération des actifs réseaux, qui sera pour la première période de régulation incitative, en électricité comme en gaz, de 9,29 % pour les installations réalisées depuis 2006 et de 7,56 % pour les installations construites jusqu'en 2005.

EnBW a reçu les notifications du régulateur fixant les frais d'accès au réseau pour l'année 2009. Les gestionnaires de réseaux de gaz ont l'autorisation d'augmenter leurs tarifs d'acheminement de 2 % en 2009 par rapport à 2008. La plupart des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité sont autorisés à augmenter leurs tarifs d'acheminement de 3 % à 4 % et le gestionnaire de réseau de transport du Bade-Wurtemberg peut les augmenter de 12 %.

**Activité de trading**
EnBW Trading GmbH est une filiale à 100 % d'EnBW, responsable de la gestion de l'équilibre amont-aval, c'est-à-dire de l'équilibre entre tous les moyens d'approvisionnement (dont les capacités de production propres) et la demande d'électricité. Elle est en charge de la gestion du parc de production, des achats de combustibles et de la gestion des risques associés, ainsi que des contrats d'approvisionnement d'EnBW. Elle effectue également les transactions de quotas de $CO_2$ et des opérations de négoce pour son propre compte.

EnBW Trading intervient sur les différents marchés de gros européens et bourses d'énergie.

#### 6.3.1.2.3.2 Activité gazière

À fin 2008, le groupe EnBW compte environ 530 000 clients gaz. En 2008, EnBW a vendu 69,8 TWh de gaz pour un chiffre d'affaires, tel que publié par EnBW, de 2,88 milliards d'euros (source : rapport annuel EnBW 2008).

**Transport et stockage**
Dans le domaine du midstream, EnBW intervient principalement au travers de Gasversorgung Süddeutschland GmbH (« GVS ») et EnBW Trading. GVS, dont EnBW détient, à parité avec ENI, 50 % du capital, compte parmi les plus grandes sociétés allemandes régionales de transport de gaz, possède un réseau de 1 892 km de gazoducs et dispose de capacités de stockage de 90 millions de mètres cubes (essentiellement dans le Bade-Wurtemberg). GVS vend du gaz quasi exclusivement aux redistributeurs et a pour seuls clients directs quelques industriels.

GVS s'approvisionne majoritairement auprès de E.ON Ruhrgas, mais aussi auprès de Wingas, joint-venture de Gazprom et de Wintershall, filiale à 100 % de BASF. Depuis 2004, ENI fournit également du gaz à GVS.

La concurrence se renforce sur le marché gazier allemand rendant nécessaire l'accès aux volumes de gaz à des prix compétitifs. Dans ce contexte, EnBW a pour objectif de renforcer ses activités midstream dans les domaines du stockage, du LNG et des gazoducs transfrontaliers, qui vont être portés par sa filiale détenue à 100 % EnBW Gas Midstream GmbH, créée en 2008.

EnBW a aussi signé en juin 2007 un *Memorandum of Understanding* pour un partenariat stratégique avec 4Gas concernant le projet de terminal LNG LionGas à Rotterdam. Ce *Memorandum of Understanding* permettra à terme à EnBW de disposer d'une capacité de 3 $Gm^3$ de gaz naturel.

EDF et EnBW ont signé des accords qui leur donnent le droit d'utiliser des cavernes salines à Etzel en Basse Saxe pour le stockage de gaz naturel et ont créé une joint-venture à cet effet fin 2008. Ce stockage devrait être mis en service d'ici à 2011 et dispose d'un volume utile d'environ 0,4 $Gm^3$ (voir la section 6.4.2 (« Activités Gaz »)).

**Distribution et commercialisation**
Dans le Bade-Wurtemberg, EnBW réalise la commercialisation de gaz auprès des clients résidentiels principalement à travers ses filiales EnBW Gas GmbH et ODR. EnBW Gas GmbH regroupe plusieurs canaux de distribution régionale et locale (principalement Erdgas Südwest GmbH). En Saxe et à Düsseldorf, elle est présente respectivement à travers ENSO et Stadtwerke Düsseldorf.

Ces filiales actives dans la commercialisation du gaz détiennent les concessions. Le régime de concessions de distribution gazière est le même que celui de ses concessions de distribution d'électricité. Au cours de l'exercice 2008, EnBW a procédé au renouvellement de 62 contrats de concession portant sur des réseaux de distribution de gaz.

La concurrence sur le marché du gaz s'intensifie avec le lancement d'une offre nationale aux clients finals par E.ON en janvier 2007 et l'entrée sur le marché de nouveaux acteurs.

Comme une grande partie des énergéticiens allemands, EnBW a augmenté le prix du gaz aux clients résidentiels le 1er janvier 2008. Pour un ménage-type consommant 20 000 kWh par an, la hausse est de 6,9 %, contre 5,8 % en moyenne en Allemagne. EnBW a baissé son tarif de base de gaz « ErdgasPlus » de 4 %. EnBW compte ainsi parmi les quelques énergéticiens qui ont baissé les prix début 2009 alors que plus de 50 entreprises ont augmenté les prix, de 11 % en moyenne et certains jusqu'à 21 %. En octobre 2007, Yello a également lancé une offre gaz limitée pour l'instant aux villes d'Essen en Rhénanie-du-Nord - Westphalie et de Nuremberg en Bavière, qui constituent des marchés locaux importants offrant de bonnes conditions pour un nouvel entrant. Dans le cadre de l'offre de gaz, le client bénéficie de l'installation d'un compteur intelligent.

#### 6.3.1.2.3.3 Services énergétiques et environnementaux

Les activités de services énergétiques et environnementaux regroupent les activités d'élimination de déchets, de distribution d'eau et de prestations de services énergétiques pour l'industrie. Le chiffre d'affaires total réalisé par EnBW en 2008 dans ces domaines est de 688 millions d'euros, ce qui est sensiblement égal à celui de 2007 (source : rapport annuel EnBW 2008).

En décembre 2008, EnBW Energy Solutions GmbH (« ESG ») a signé un contrat avec le papetier Progroup implanté à Eisenhüttenstadt (Brandebourg) pour la construction d'une centrale de cogénération, qui fournira 150 MW de chaleur, 30 MW d'électricité et environ un million de tonnes de vapeur à partir de mai 2011.

**Industrie et Services**
EnBW est présente sur le secteur des services énergétiques aux entreprises à travers sa filiale ESG, détenue à 100 %. ESG rassemble toutes les compétences d'EnBW en matière de services énergétiques et d'ingénierie pour les clients industriels.

#### 6.3.1.2.3.4 Axes de développement

Après l'achèvement en 2006 du programme de réduction des coûts dénommé Top Fit, EnBW a engagé un nouveau programme sur 3 ans, le programme *Impuls – gemeinsam besser*, visant à améliorer la performance d'EnBW dans toutes ses dimensions.

Après une phase pilote en 2007, le programme *Impuls – gemeinsam besser* a continué à être déployé en 2008 et se poursuivra sur les années à venir. Ce programme a vocation à optimiser les process opérationnels sur la durée par une implication forte des acteurs, mais aussi à réaliser des gains rapides à court terme.

Tout en gardant comme objectif de maintenir une discipline financière sur les années à venir, l'ambition d'EnBW est de consolider et de développer sa position de troisième énergéticien allemand à fort enracinement régional. Dans ce cadre, la Direction d'EnBW a indiqué que la priorité serait donnée à un renforcement de ses positions dans le Bade-Wurtemberg et à son développement en Allemagne. De plus, EnBW compte renforcer sa position en Europe centrale et orientale. Certaines opportunités de croissance dans cette région et dans le sud-est de l'Europe seront étudiées (source : rapport annuel EnBW 2008).

En juillet 2008, EnBW a pris une participation de 26 % dans la société EWE AG, 5e énergéticien allemand, pour un montant total d'environ 2 milliards d'euros. EWE est un distributeur et fournisseur d'énergie basé en Basse-Saxe dont le chiffre d'affaires pour l'exercice 2007 s'élève à 4,7 milliards d'euros. EWE dispose de quelques activités en Pologne et en Turquie, où il a pris le contrôle de Bursagaz en octobre 2008. EWE a choisi EnBW comme partenaire stratégique afin de développer son accès au sourcing électricité, ses moyens de production étant aujourd'hui limités à 72 MW. EWE est aussi le principal actionnaire de VNG (47,9 %), acteur gazier basé à Leipzig dont le chiffre d'affaires pour l'exercice 2007 s'élève à 4,2 milliards d'euros. VNG dispose de contrats d'importation long terme avec Gazprom, d'une capacité de 2,27 milliards de m³ de stockage, d'un réseau de transport de gaz stratégiquement bien positionné à l'est de l'Allemagne et d'une clientèle composée d'industriels et de stadtwerke. EWE dispose en propre d'une capacité de stockage de gaz de 1,3 milliard de m³, de réseaux performants dont les tarifs d'accès sont relativement bas et d'une forte position à l'aval (14,3 TWh d'électricité et 37,6 TWh de gaz vendus en 2007 à 1 million de clients électricité et 770 000 clients gaz). Cette acquisition est à la date de dépôt du présent Document de Référence soumise à l'approbation des autorités de la concurrence allemandes, qui ont prolongé la période d'instruction du dossier jusqu'au 15 juin 2009.

En septembre 2008, EnBW a augmenté sa participation dans l'entreprise Pražská energetika, a.s., via l'acquisition de 14,19 % de cette société tchèque par la holding Pražská energetika Holding, a.s., qu'EnBW détient à 49 %.

En novembre 2008, EnBW a regroupé ses activités basées en Suisse en apportant sa participation dans la société EnAlpin AG (qu'elle détenait à 100 %) à la société EDH (Energiedienst Holding AG, détenue avant l'apport à 75,97 %) en contrepartie d'actions nouvelles, portant ainsi sa participation dans EDH à 81,72 %.

#### 6.3.1.2.3.5 Synergies au sein du groupe EDF

Depuis fin 2003, EDF et EnBW ont engagé un programme commun de réalisation de synergies. Dans ce cadre, une quarantaine de projets ont été développés.

Dans le domaine de la production, la coopération porte sur des projets internes au Groupe :

- étude pour la construction de nouvelles centrales thermiques chez EnBW ;
- dans le domaine hydraulique, EDF et EnBW continuent de coopérer à la réalisation d'une cinquième turbine dans la centrale d'Iffezheim (augmentation de capacité de 38 MW) et la construction d'une nouvelle centrale à Kehl et à Breisach (capacité de 4 MW) ;
- pour l'exploitation des centrales nucléaires, des « *benchmarks* » sur les coûts de maintenance et la sûreté ont été réalisés pour optimiser les coûts d'exploitation des centrales. Par ailleurs, un programme de recrutement et de formation conjoint d'ingénieurs bilingues permet de renforcer la coopération.

Dans le domaine commercial, EDF et EnBW mettent en œuvre une stratégie commune à l'égard de certains grands clients industriels. Celle-ci permet à la fois d'accompagner les clients et de développer les ventes. Dans le contexte de cette stratégie, EnBW a pu gagner comme clients les sites allemands du sidérurgiste RIVA, représentant un volume de 3 500 GWh d'électricité sur la période 2008-2009.

Par ailleurs, dans certains pays, comme la Pologne, les équipes commerciales d'EnBW et d'EDF ont été regroupées. Dans le domaine de la recherche et du développement, EDF, notamment par le biais de EIfER (European Institute for Energy Research), créé par EDF en collaboration avec l'université de Karlsruhe, ainsi que EnBW ont conclu en janvier 2003 un accord dans les domaines relatifs aux énergies renouvelables, à la production d'électricité répartie et aux piles à combustible.

Dans le domaine du gaz, les relations entre EDF et EnBW sont amenées à se développer. Des opérations communes ont déjà été réalisées en matière d'approvisionnement et de transport. EDF et EnBW ont par ailleurs signé ensemble des accords pour des capacités de stockage de gaz naturel à Etzel dans le nord de l'Allemagne.

#### 6.3.1.2.4 Composition du directoire d'EnBW

- Hans-Peter Villis, Président du Directoire depuis le 1er octobre 2007 ;
- Dr. Bernhard Beck LL.M, membre du Directoire et *Chief Personnel Officer* depuis le 1er octobre 2002 ;
- Christian Buchel a été nommé membre du Directoire et *Chief Operating Officer* à compter du 1er février 2009 ;
- Dr. Rudolf Schulten a été nommé membre du Directoire et *Chief Financial Officer* au 1er janvier 2009 ;
- Dr. Hans-Josef Zimmer, membre du Directoire et *Chief Technical Officer* depuis le 1er octobre 2007.

### 6.3.1.3 Italie

Le groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation dans Edison, le deuxième acteur du marché italien de l'électricité et troisième acteur gazier. Au 31 décembre 2008, le Groupe détient directement 19,36 % du capital d'Edison (18,96 % des intérêts économiques en tenant compte de la catégorie des actions d'épargne) et 50 % du capital de Transalpina di Energia (« TdE ») qui détient elle-même 61,28 % du capital d'Edison (60 % des intérêts économiques). La participation directe et indirecte d'EDF dans Edison atteint donc 50 % du capital votant (48,96 % des intérêts économiques).

Les accords conclus par le Groupe avec la société A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) au cours de l'année 2005, ont permis la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A). Les modalités de cette prise de contrôle sont décrites à la section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A ») ci-dessous.

Par ailleurs, le groupe EDF détient en Italie les filiales et participations suivantes :

- Fenice : au 31 décembre 2008, le Groupe détient 100 % du capital de la société Fenice spécialisée dans la production d'électricité, la fourniture de services énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides, et les activités environnementales ;
- Siram : le Groupe détient via Dalkia et Dalkia International une participation d'environ 50 % du capital de la société Siram. Siram est spécialisée dans les services énergétiques aux clients tertiaires, industriels et collectivités locales ;
- EDF Energies Nouvelles Italia : cette filiale à 95 % d'EDF Energies Nouvelles regroupe les participations dans les divers projets italiens, notamment éoliens, d'EDF Energies Nouvelles.

Enfin, EDF met en œuvre l'accord de partenariat industriel conclu avec Enel sur le nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire ») pour une description des principaux termes de l'accord de partenariat industriel signé avec Enel le 30 novembre 2007 et des deux *Memorandum of Understanding* signés le 24 février 2009 par EDF et Enel) et poursuit l'étude de la mise à disposition d'énergie thermique en France et des contreparties qu'Enel pourrait fournir en Europe. Enel, en application de l'accord sur le nucléaire, a déjà détaché une cinquantaine d'ingénieurs en formation dans les services d'EDF ainsi que sur le chantier de l'EPR de Flamanville 3.

Par ailleurs, le gouvernement italien s'est fortement engagé en faveur d'un retour du nucléaire en Italie ; un projet de Loi dans ce sens est en cours d'examen au parlement italien.

### 6.3.1.3.1 EDISON

Edison est la plus ancienne compagnie électrique italienne. Aujourd'hui, Edison est le deuxième acteur du marché italien de l'électricité (derrière l'acteur historique Enel) et le troisième acteur du marché du gaz, après ENI et Enel. En 2008, la production électrique nette d'Edison en Italie s'est élevée à 50,2 TWh, ce qui représente 16,4 % de la production nette d'électricité en Italie, et l'activité de gaz, hors variation de stock, a porté sur 13,5 $Gm^3$ en Italie, soit 16,2 % de la demande italienne de gaz.

En 2008, le groupe Edison a réalisé un chiffre d'affaires de 11 066 millions d'euros et a généré un EBITDA (« *margine operativo lordo* ») de 1 643 millions d'euros (source : rapport annuel Edison 2008). Dans les comptes consolidés du groupe EDF au 31 décembre 2008, Edison est consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 48,96 %.

Edison est cotée à la bourse de Milan et à ce titre, publie un certain nombre d'informations (notamment son rapport annuel) qui sont disponibles sur son site Internet (www.edison.it).

#### Environnement de marché et évolution des prix

La demande d'électricité en 2008 en Italie a été de 337,6 TWh, en diminution de - 0,7 % par rapport à 2007. Les prix de gros ont augmenté de 22,5% en raison de la hausse des matières premières sur les marchés internationaux. Néanmoins, les baisses plus importantes des prix dans la plaque franco-allemande ont conduit à une augmentation des flux nets d'importation vers l'Italie (le solde net avec l'étranger a augmenté de 2,1 % par rapport à 2007).

La demande nationale nette de gaz naturel a atteint 83,1 $Gm^3$ (en baisse de - 0,3 % par rapport à 2007 – source : Edison). Ce léger recul est principalement dû à la baisse de la consommation des clients industriels et des centrales au gaz CCGT pendant les derniers mois de l'année, qui a été partiellement compensée par la hausse des consommations liées aux conditions climatiques.

Le décret de soutien à l'économie nationale n° 185/2008 du 28 novembre 2008 a été transformé en Loi le 27 janvier 2009. Pour la partie énergie, ce paquet prévoit que le Ministère du Développement Économique (MSE), après consultation de l'Autorité de régulation (AEEG), devra mettre en œuvre plusieurs interventions pour réformer le marché électrique. Il prévoit notamment la modification du marché de gros de l'électricité, la création d'un nouveau marché infra-journalier d'ajustement, la réforme du marché de services système. Par ailleurs, le MSE, pourra promouvoir la concurrence entre les zones dans lesquelles se déroulent des anomalies de marché et, en concertation avec le gestionnaire du réseau de Transport (Terna), pourra diviser d'ici deux ans le marché en trois macros zones. La Loi prévoit également la création de tarifs sociaux pour le gaz, comme il en existe déjà pour l'électricité. Enfin, la Loi étend à l'énergie les procédures dérogatoires pour accélérer la mise en œuvre des projets stratégiques.

#### 6.3.1.3.1.1 Intérêt stratégique de la participation dans Edison

Le marché électrique italien est, en terme de consommation, le quatrième marché de l'Union Européenne avec un taux de croissance et des niveaux de prix élevés. Le développement de nouvelles capacités de production est un enjeu majeur.

Le positionnement actuel et les ambitions de développement d'Edison, permettent au Groupe de mettre en œuvre une stratégie équilibrée en Italie, fondée sur les ambitions d'Edison de développer son parc de production électrique, son portefeuille clients et ses activités gazières.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison ambitionne, dans les années à venir, de développer de façon significative ses ventes d'électricité sur le segment des petites et moyennes entreprises, ainsi que ses ventes de gaz sur le segment des grands clients industriels. Par ailleurs, Edison a l'intention de développer une offre duale électricité/gaz auprès des clients professionnels dans le but d'accroître significativement ses ventes sur ces segments de marché.

Au-delà de l'intérêt stratégique que présentent pour le groupe EDF la croissance d'Edison et celle du marché italien de l'électricité, le plan de développement d'Edison permet d'envisager des synergies à court terme avec le groupe EDF notamment en matière d'ingénierie, d'achats d'équipements, de commercialisation aux grands clients, de services.

Dans le domaine du gaz, Edison offre des opportunités de synergies et tient une place importante dans la composante gaz de la stratégie du groupe EDF. Edison développe différents projets d'infrastructures d'acheminement de gaz naturel à destination de l'Italie. Edison vise à disposer, à terme, d'infrastructures indépendantes d'importation (positionnées sur les points d'entrée possibles du gaz méditerranéen et de la mer Caspienne vers l'Europe continentale) permettant ainsi au Groupe de s'affranchir progressivement des infrastructures de ses principaux concurrents. Ces projets, s'ils se concrétisent, pourraient contribuer à faire jouer à l'Italie le rôle de pays de transit du gaz du Sud vers le Nord, ouvrant des opportunités pour satisfaire aussi les besoins du Groupe en France et en Allemagne.

Le Groupe peut ainsi bénéficier, dans le cadre de la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne allant de l'exploration/production à la commercialisation directe du gaz naturel.

#### 6.3.1.3.1.2 Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A

Le 12 mai 2005, EDF, A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A), WGRM Holding 4 S.p.A. (« WGRM », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 95 % d'A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) à cette date) ont signé

un *Structure Agreement* et un *Shareholders' Agreement* de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. À cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WGRM et Delmi détiennent chacun 50 % du capital, a été constituée.

A2A est un opérateur italien intégré coté à la bourse de Milan, avec des activités de production, d'importation, de commercialisation, de distribution et de vente au client final d'électricité et de gaz. A2A résulte de la fusion au 1er janvier 2008 d'AEM avec ASM S.p.A., ex-régie de la ville de Brescia, en Lombardie. Il est actuellement le deuxième groupe énergétique italien grâce à sa quote-part de consolidation dans Edison.

À la date de dépôt du présent Document de Référence, Delmi est contrôlée à hauteur de 51 % du capital et des droits de vote par A2A, de 35 % par des partenaires industriels (ENIA, SEL et Dolomiti Energia) et de 14 % par des minoritaires.

**Répartition des droits de vote d'Edison après exercice des warrants**
Le 2 janvier 2008, Edison a annoncé que durant l'exercice 2007, 1 094 740 583 *warrants* ont été exercés à un prix de souscription de 1 euro, (les 91 877 *warrants* non exercés à la date d'échéance du 31 décembre 2007 étant de fait annulés). En 2007, la conversion des *warrants* a donc permis à Edison d'encaisser 1 094 740 853 euros et de porter le capital de la société à 5 291 700 671 euros pour un total de 5 181 108 251 actions ordinaires en circulation, auxquelles s'ajoutent 110 592 420 actions d'épargne (sans droit de vote).

En décembre 2007, EDF (incluant WGRM filiale à 100 % d'EDF) et TdE (détention 50 % EDF) ont converti la totalité des *warrants* en leur possession, soit respectivement 281 549 617 *warrants* et 210 012 399 *warrants*, ce qui leur donne droit à une quantité équivalente d'actions ordinaires votantes Edison.

La conversion des *warrants* n'a pas d'impact sur la gouvernance d'Edison, car l'accord de gouvernance avec A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) a en effet été réalisé sur une base totalement diluée, anticipant ainsi l'exercice de la totalité de ces *warrants*. En cohérence avec ces accords, le groupe EDF détient après conversion en décembre 2007, 50 % des droits de vote, et 48,96 % des intérêts économiques du groupe Edison (en tenant compte de la catégorie des actions d'épargne, sans droit de vote).

**Dispositions spécifiques du *Structure Agreement***
Le *Structure Agreement*, dont les stipulations resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, intègre une disposition relative au changement de contrôle d'A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) ou de Delmi. Dans l'hypothèse où un tiers autre que la commune de Milan viendrait à acquérir le contrôle d'A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) ou dans l'hypothèse où un tiers autre qu'A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) viendrait à nommer la majorité des membres du Conseil d'administration de Delmi, cette clause donne à EDF le droit de racheter la participation de Delmi dans TdE (*call option*). Le *Structure Agreement* contient une disposition similaire en ce qui concerne EDF et WGRM vis-à-vis d'A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A).

**Exercice du contrôle conjoint sur Edison**
Le *Shareholders' Agreement* régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et A2A vis à vis de TdE et d'Edison.

**Concernant TdE**
Le Conseil d'administration de TdE est composé de 10 membres élus par l'assemblée des actionnaires, cinq désignés par EDF et cinq désignés par Delmi. Delmi doit désigner l'Administrateur Délégué (fonction pouvant être comparée à celle exercée par un Directeur Général en droit français) de TdE et EDF, le Président du Conseil d'administration. Les réunions du Conseil d'administration nécessitent un quorum de huit membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de huit membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

**Concernant Edison**
Aux termes du *Shareholders' Agreement*, le Conseil d'administration d'Edison doit être composé de 12 membres élus par l'assemblée des actionnaires. Ces membres doivent être les cinq administrateurs de TdE désignés par EDF, les cinq administrateurs de TdE désignés par Delmi et deux administrateurs indépendants, EDF et Delmi en désignant chacun un. Delmi désigne le Président du Conseil d'administration et le Directeur Financier d'Edison (qui pourra également être administrateur), EDF l'Administrateur Délégué et le Directeur Général Opérationnel. Les réunions du Conseil d'administration nécessitent un quorum de dix membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de dix membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Les statuts d'Edison ont été modifiés et prévoient actuellement la possibilité pour les actionnaires minoritaires, dans le cas où ils présenteraient une liste, de nommer un treizième membre au Conseil d'administration de la société. Lors de l'Assemblée générale du 2 avril 2008 qui a renouvelé le Conseil d'Administration d'Edison, un membre indépendant, représentant des actionnaires minoritaires (le groupe Carlo Tassara de Romain Zaleski est le premier actionnaire minoritaire avec environ 10 % des titres, le flottant étant de 9,34 %) a été élu, ce qui porte à 13 le nombre de membres du Conseil. Le quorum et la majorité qualifiée sont restés fixés au nombre de 10 membres.

**Dispositions spécifiques au *Shareholders' Agreement***
Le *Shareholders' Agreement*, entré en vigueur le 15 septembre 2005, prévoit comme principe fondamental que la gouvernance d'Edison sera déterminée au niveau de TdE exclusivement. Dès lors, EDF, WGRM, A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) et Delmi ont convenu, au titre des actions d'Edison qu'ils détiennent ou pourront détenir en propre (ou au travers de leurs filiales) :

- d'exercer leur droit de vote (ou de s'abstenir de voter ou de participer) aux Assemblées Générales d'Edison, en conformité avec la position de TdE ;
- de ne pas utiliser leurs droits d'actionnaires d'une manière qui serait incohérente avec une décision de TdE ou qui serait contraire au principe énoncé ci-dessus, ou encore pour poursuivre leurs propres intérêts.

Le *Shareholders' Agreement* a une durée minimale de trois ans (cinq ans si Edison cesse d'être cotée) et est ensuite renouvelable automatiquement pour la même durée, sauf dénonciation par l'une des parties, dans des conditions prévues par l'accord, auquel cas il serait procédé à la dissolution de TdE.

N'ayant pas été dénoncé avant le 15 mars 2008, il a été prolongé par tacite reconduction à compter de la mi-septembre 2008 pour une nouvelle période de 3 ans.

Les statuts de TdE contiennent un droit de préemption réciproque qui s'appliquera durant toute la vie de la société, mais qui ne joue pas en cas de transfert par WGRM à EDF de l'intégralité de sa participation.

Il sera automatiquement mis fin au *Shareholders' Agreement* si EDF, directement ou indirectement au travers de WGRM, ou si A2A indirectement au travers de Delmi, ne détient plus 50 % au moins des droits de vote pouvant être exercés aux assemblées d'actionnaires de TdE ou si Delmi est liquidée. EDF pourra également mettre fin au *Shareholders' Agreement* si A2A cesse de détenir la majorité des droits de vote de Delmi ou cesse de désigner la majorité des membres du Conseil d'administration de Delmi.

A2A pourra également résilier ce *Shareholders' Agreement* si EDF cesse de détenir directement 100 % du capital de WGRM ou si WGRM exerce une quelconque activité substantielle autre que la gestion de sa participation dans TdE ou Edison.

#### 6.3.1.3.1.3 Activités d'Edison dans le secteur de l'électricité

Edison occupe, derrière Enel, la deuxième position sur le marché italien de la production d'électricité.

**Production**
La capacité de production installée du groupe Edison s'élevait au 31 décembre 2008 à 12,1 GW (intégrant 50 % de la capacité installée d'Edipower soit 3,8 GW) pour une production nette d'électricité en Italie de 50,2 TWh en 2008 (incluant 11,8 TWh provenant des capacités de production d'Edipower) (source : Edison).

Les capacités de production d'Edison sont principalement mobilisées pour répondre aux besoins de base et semi-base du marché italien. Edison a recours aux importations et aux autres producteurs et négociants italiens pour couvrir le solde de ses besoins (7,7 TWh en 2008).

Conformément aux accords conclus entre les actionnaires, Edison détient, au 31 décembre 2008, 50 % du capital et des droits de vote d'Edipower. Edison dispose au titre d'un Contrat de Tolling (droit de tirage sur les capacités de production à un prix convenu) pour les centrales thermiques et d'un Power Purchase Agreement pour les centrales hydroélectriques, d'un droit à 50 % des capacités de production thermique et hydroélectrique existantes et futures d'Edipower entre le 1er janvier 2004 et le 31 décembre 2011. Les 50 % résiduels sont répartis entre Atel (20 %), A2A (20 %) et Iride (10 %), étant précisé que les contractants sont engagés solidairement à l'égard d'Edipower et seraient, en cas de défaillance de l'un d'entre eux, obligés d'acheter la quantité d'énergie revenant au contractant défaillant à hauteur de leur quote-part respective.

EDF a été assigné devant le Tribunal civil de Rome par la régie municipale de Rome, ACEA, et par Endesa Italia, au motif que la prise de contrôle d'Edison par EDF et A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) a conduit au franchissement indirect du seuil de 30 % du capital d'Edipower par des entités publiques, ce qui constituerait, selon l'ACEA et Endesa Italia, un acte de concurrence déloyale à leur égard (voir section 20.5.2 (« Procédures concernant les filiales d'EDF » — « Edison »)).

Avec le démarrage des centrales Simeri Crichi (CCGT 800 MW) en Calabre et Turbigo d'Edipower (850 MW dont 50 % Edison), Edison a achevé en 2007 le programme engagé en 2001 pour augmenter de 7 000 MW sa capacité de production électrique. Conformément à ce programme, l'un des plus importants du secteur énergétique européen de la dernière décennie, huit centrales à cycle combiné gaz (CCG), dont quatre détenues par Edipower, ont été couplées au réseau.

Adaptant son outil de production, Edison a cédé, en 2008, 6 centrales CIP6 (370 MW) à Cofathec Servizi (filiale de GDF Suez), ainsi que sa participation de 70 % dans la centrale CIP6 de Celano (170 MW au total) à l'autre actionnaire de la centrale, Seci Energia du groupe Maccaferri.

Des capacités éoliennes représentant 10 MW ont également été mises en service en 2008.

Le parc de production d'Edison (incluant sa part dans Edipower) dans l'Union Européenne est le suivant :

## Capacité installée 2008 du groupe Edison (GW)

| | Edison (1) | Edipower (50 % d'Edipower) | Total | % |
|---|---|---|---|---|
| Thermoélectrique | 6,6 | 3,4 | 10,0 | 83 |
| Hydroélectrique | 1,4 | 0,4 | 1,8 | 14 |
| Éolien | 0,3 | | 0,3 | 3 |
| **TOTAL** | **8,3** | **3,8** | **12,1** | **100** |

*(1) Source : Edison*

En 2008, la production d'Edison (et d'Edipower) à partir de leur parc situé dans l'Union Européenne se répartit comme suit :

## Production 2008 du groupe Edison (TWh)

| | Edison (1) | Edipower (50 % d'Edipower) | Total | % |
|---|---|---|---|---|
| Thermoélectrique | 34,0 | 10,6 | 44,6 | 89 |
| Hydroélectrique | 3,9 | 1,2 | 5,1 | 10 |
| Éolien | 0,5 | | 0,5 | 1 |
| **TOTAL** | **38,4** | **11,8** | **50,2** | **100** |

*(1) Source : Edison*

#### Projets de développement
Depuis fin 2007, Edison a achevé l'essentiel de ses objectifs en capacités de production électrique et se concentre sur la consolidation de ses positions sur le marché italien tout en envisageant une expansion sur d'autres marchés européens comme la Grèce, les pays méditerranéens et la région des Balkans. Edison a ainsi pour objectif d'augmenter la capacité de son parc de production à environ 13,3 GW (y compris la quote-part d'Edipower) à l'horizon 2014, dont environ 800 MW de projets de production éolienne et 40 MW de capacité pour les petits ouvrages hydroélectriques lui permettant ainsi de disposer des certificats verts correspondants et 1,25 GW à l'international.

Dans le domaine des énergies renouvelables, en Italie et à l'international, Edison prévoit d'investir près de 1 milliard d'euros d'ici 2014.

Les principaux projets de développement en cours sont les suivants :

- Développement de capacités nouvelles en Italie.

  Le plan de développement à moyen terme d'Edison prévoit de mettre en service en 2012 un nouveau CCGT d'une capacité de 800 MW dans le centre de l'Italie et d'augmenter la capacité de la centrale Edipower de Turbigo avec une nouvelle unité CCGT de 400 MW en 2011.

  De plus, Edison s'est engagé à moderniser et renforcer la puissance (*repowering*) de certaines centrales de son parc bénéficiant des subventions CIP6/92.

- Développement en dehors de l'Italie.

  Les principaux axes de développement à l'étranger sont :
  - Grèce : Edison a créé une société commune à parité avec le partenaire local Hellenic Petroleum ; cette société commune détiendra une centrale CCGT de 390 MW à Thessaloniki déjà en exploitation, apportée par Hellenic Petroleum en juillet 2007 et une centrale CCGT 400 MW en développement à Thisvi, apportée par Edison ;
  - Turquie : projets à l'étude, notamment dans le domaine hydraulique ;
  - Renouvellement des concessions hydrauliques.

  Le parc hydroélectrique d'Edison et d'Edipower est exploité selon un régime de concessions attribuées par les autorités italiennes pour une période de temps limitée. Les concessions relatives à ce parc doivent être renouvelées entre 2008 et 2020.

  La Loi n° 266 du 23 décembre 2005 (« *legge finanziaria 2006* ») a étendu la durée des concessions hydroélectriques relatives aux « grandes dérivations » en exploitation au 1er janvier 2006 pour une période de 10 années au-delà de leur date d'expiration. Le parlement italien a cependant approuvé une Loi qui spécifie que le prolongement de 10 ans ne s'appliquera pas dans les provinces autonomes de Trento et Bolzano qui ont souhaité reprendre possession des installations situées sur leur territoire.

  Edison a créé, en 2008, des sociétés communes, par l'apport de ses participations dans des centrales hydrauliques, avec respectivement Dolomiti Energia (51 %) et SEL, Società Elettrica Altoaltesina (60 %), ayant pour objectif d'obtenir à leur terme un prolongement des concessions. SEL et Dolomiti Energia sont partenaires d'A2A dans Delmi et sont respectivement contrôlées par les provinces de Bolzano et Trento.

#### Fin des contrats CIP6/92

Les contrats de vente CIP6/92 d'Edison conclus avec le GRTN ont une durée de 15 ans et viennent à échéance entre décembre 2007 et 2017. Ces contrats constituent un élément important de la rentabilité d'Edison, de par :
- leur tarif de vente attractif au regard des prix moyens de marchés ;
- la priorité d'appel des centrales ;
- la présence d'un complément de rémunération sur les 8 premières années du contrat.

La cession en 2008 de 7 centrales à Cofathec et à Seci Energia ramène la puissance produite par les centrales d'Edison bénéficiant de la subvention CIP6 à environ 1,8 GW.

En novembre 2006, l'AEEG (*Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas*) a décidé de réduire le montant de la composante fuel dans la formule permettant de calculer le montant des subventions versées aux producteurs bénéficiant de contrats CIP6/92, avec effet à compter du 1er janvier 2007. Cette décision, confirmée le 22 janvier 2008 par le Conseil d'État a eu un impact de l'ordre de 10 % sur la marge opérationnelle d'Edison en 2008. L'impact sur la marge opérationnelle diminuera progressivement dans les prochaines années au fur et à mesure de l'extinction des contrats CIP6/92.

**Commercialisation**

Edison a commercialisé en 2008, 20 % de la demande électrique nette totale italienne (67,2 TWh en Italie (ainsi que 0,3 TWh à l'export), dont 50,1 TWh produits et 17,3 TWh achetés sur le marché de gros italien et à l'import et 1,1 TWh de pertes). Les ventes d'Edison se répartissent comme suit :
- 9,3 TWh sur les marchés (Acheteur Unique[1], grossistes, clients finals) ;
- 40,2 TWh directement à des clients finals aux termes de contrats long terme (principalement production d'électricité sur le site du client dans une centrale construite par Edison) ;
- 4,5 TWh à des clients industriels captifs ;
- 13,1 TWh au titre des contrats de vente CIP6/92 ;
- 0,3 TWh d'exportations.

L'activité de commercialisation d'Edison, aujourd'hui concentrée sur les clients Entreprises et les PME/PMI, est en train de se développer tant sur le segment de la clientèle des professionnels que dans celui de la clientèle résidentielle. À cet effet, Edison a lancé auprès des clients « résidentiels » une importante campagne et a pour objectif d'atteindre un portefeuille d'un million de clients domestiques dans un délai de 5 ans. L'acquisition de 130 000 clients gaz de l'AMG Palerme en 2008 contribuera à atteindre l'objectif et à renforcer la capacité d'Edison à faire des offres duales électricité-gaz à ses clients domestiques.

### 6.3.1.3.1.4 Activités d'Edison dans le secteur du gaz

Edison occupe après ENI et Enel la troisième position sur le marché italien pour l'approvisionnement et la commercialisation du gaz, avec une part de marché de 16,2 % en 2008 (source : Edison).

En 2008, Edison a acheté pour 12,6 $Gm^3$ de gaz, auxquels viennent s'ajouter 1,2 $Gm^3$ de production propre (dont 0,9 en Italie). Sur les 12,6 $Gm^3$ d'achats, 5,3 $Gm^3$ (incluant la variation de stocks et les pertes en réseau) ont été achetés sur le marché de gros italien et 7,6 $Gm^3$ correspondent à des importations.

En 2008, Edison a consommé 8,7 $Gm^3$ de gaz pour produire de l'électricité et a vendu 1,3 $Gm^3$ de gaz à des clients industriels, 2,6 $Gm^3$ à des clients professionnels et résidentiels, 0,9 $Gm^3$ sur le marché de gros et 0,3 $Gm^3$ hors d'Italie.

Suite à la forte hausse des prix internationaux du gaz, le régulateur a cherché à limiter la hausse au client final en plafonnant les prix en 2005 et 2006 (résolutions 248/04 et suivantes). La résolution 79/07 de l'AEEG, adoptée avec l'accord des acteurs du marché et limitant le prix de vente du gaz aux petits clients, a finalement établi des conditions plus favorables aux opérateurs.

L'importance des quantités de gaz auto-consommées par Edison est due au fait que le gaz est la source principale de sa production d'électricité en raison de l'abandon progressif du fioul lourd.

La sécurisation à moyen et long terme de l'approvisionnement en gaz constitue un enjeu majeur pour Edison. Ainsi, Edison participe au terminal offshore de regazéification à Rovigo (8 $Gm^3$/an) qui a été inauguré en octobre 2008 et qui sera mis en production mi 2009, à travers une société commune avec ExxonMobil (45 %) et Qatar Petroleum (45 %) dont Edison détient 10 %. L'accord conclu en mai 2005 avec les deux partenaires donne à Edison un accès à un volume de gaz annuel de 6,4 $Gm^3$ pendant une durée de 25 ans. En Exploration-Production, Edison a annoncé la découverte d'un

1 Entité publique s'approvisionnant en électricité auprès des producteurs CIP6/92, du marché de gros et des importations, pour fournir les distributeurs pour la part correspondant à la consommation des clients non éligibles et des clients éligibles n'ayant pas fait jouer leur éligibilité.

gisement de 18 bcm, détenu à 40 % par Edison (et 60 % par ENI), dans le canal de Sicile. L'objectif d'Edison est d'augmenter la part de gaz produit en propre (de 1,5 $Gm^3$ en 2006 à 3,1 $Gm^3$ en 2015) pour atteindre 15 % de son approvisionnement à plus long terme.

Edison a également annoncé en décembre 2008 l'acquisition de la concession pour les droits d'exploration, de production et de développement du gisement d'Aboukir en Egypte, qui requerra pour sa réalisation, dans les 5 prochaines années, des investissements d'environ 1,7 milliard de dollars. Le gisement d'Aboukir, qui produit environ 1,5 $Gm^3$/an de gaz naturel et 1,5 million de barils de pétrole par an, a des réserves d'environ 70 $Gm^3$ de gaz naturel, dont 40 % reviendront à Edison.

Par ailleurs, après seulement deux mois d'activités de prospection sur la concession d'Aboukir, le 31 mars 2009 Edison a annoncé une nouvelle découverte d'hydrocarbures à Aboukir qui pourrait élever la production d'environ 30 % par rapport au niveau de production actuel.

De plus, Edison a récemment obtenu la qualification d'« opérateur » en Norvège qui lui permettra de participer aux offres publiques pour la concession et l'exploration de gisements dans ce pays.

Edison est également impliqué dans les projets d'infrastructure d'importation de gaz suivants :

- *Projet GALSI* : gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne pour une capacité annuelle de 8 $Gm^3$. La 1ère phase correspondant à l'étude de faisabilité est achevée. Edison a d'ores et déjà signé avec Sonatrach un accord pour la fourniture de 2 $Gm^3$ de gaz conditionné à la réalisation de cet ouvrage. Un accord entre les gouvernements italien et algérien pour le développement du gazoduc a été signé en novembre 2007. En septembre 2008, GALSI et Snam Rete Gas ont signé l'accord définitif de coopération pour la construction du projet. La mise en service est prévue en 2012.
- *Projet IGI* : gazoduc reliant la Grèce et l'Italie d'une capacité annuelle de 8 $Gm^3$, destiné à permettre le transit via la Turquie de gaz provenant notamment des pays de la mer Caspienne. Un accord entre les gouvernements italien, grec et turc pour le développement du gazoduc a été signé le 26 juillet 2007. La société IGI Poseidon SA, créée en juin 2008 et qui réalisera le gazoduc entre l'Italie et la Grèce, est détenue à parité par Edison et par le distributeur de gaz grec Depa. La construction du gazoduc démarrera une fois que les contrats d'approvisionnement seront signés pour une mise en service prévue en 2012.

À moyen terme, l'Italie pourrait devenir un pays de transit du gaz depuis le sud vers le nord de l'Europe. Dans cette perspective Edison poursuit son développement et sa consolidation dans l'acheminement du gaz afin de réduire sa dépendance vis-à-vis d'ENI et d'améliorer la compétitivité de ses approvisionnements tout en contribuant à la diversification et la sécurité d'approvisionnement en gaz de l'Italie.

Par ailleurs, Edison dispose de deux stockages souterrains, Cellino et Collalto, d'une capacité totale de 0,3 $Gm^3$. Le développement de Collalto et des nouveaux stockages de Cotignola et de Mafalda devraient porter cette capacité à 2,2 $Gm^3$ d'ici 2012 (dont 0, 3 $Gm^3$ de « réserves stratégiques » requis par la réglementation italienne).

Enfin, Edison a annoncé l'acquisition de la société de vente de gaz de l'ancienne régie de Palerme qui détient un portefeuille d'environ 130 000 clients.

#### 6.3.1.3.2 FENICE

Fenice, détenue à 100 % par EDF, regroupe en Italie, en Espagne et en Pologne des installations de production électrique, de chaleur, d'air comprimé ainsi que les réseaux de distribution associés et des actifs environnementaux historiquement liés aux sites industriels du groupe Fiat auprès duquel le groupe EDF a acquis sa participation dans cette société. Aujourd'hui, les activités de Fenice sont centrées sur la fourniture de services énergétiques et environnementaux dans les secteurs publics et industriels, avec un développement rapide de nouvelles installations de cogénération (production combinée d'électricité et de chaleur) ou trigénération (production combinée d'électricité, de chaleur et de froid).

En 2008, Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 611 millions d'euros.

##### 6.3.1.3.2.1 Activités de Fenice dans le secteur de l'énergie

Fenice intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales de cogénération et trigénération, de postes électriques, de centrales thermiques avec production combinée de vapeur, d'eau surchauffée pour usage industriel ou chauffage de locaux, de centrales de production de froid, d'unités de production d'air comprimé et de réseaux de distribution internes en électricité et différents fluides énergétiques (air chaud, air réfrigéré, air comprimé et gaz industriels).

En termes d'actifs énergétiques, Fenice détient au total au 31 décembre 2008 des capacités de production d'électricité à hauteur de 533 MW et de production de chaleur à hauteur de 3 201 MWth.

En Italie, Fenice possède 51 sites de production dont :

- 48 disposent d'installations de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude) d'une puissance totale de 2 796 MWth ;
- 28 disposent d'installations de production d'électricité d'une puissance totale de 504 MW ; et
- 19 disposent d'installations de production d'air comprimé avec un volume produit en 2008 de 1 934 millions de $m^3$.

Par ailleurs, Fenice exploite et entretient pour le compte de tiers à cette même date 8 centrales de production à cycle combiné dont 6 « CIP6/92 » représentant une capacité totale de 500 MW et 193 MWth.

Le principe du maintien et du développement des relations industrielles et commerciales avec le groupe Fiat a été fixé lors de la cession de Fenice à EDF. Le groupe Fiat a ainsi conclu avec Fenice en 2002 des contrats de prestation de services d'une durée minimale de 8 ans qui ont entraîné des transferts d'actifs à Fenice. Ces contrats ont fait l'objet à la fin de l'année 2006 d'une renégociation ayant abouti à une prolongation de leur durée jusqu'en 2012 ainsi qu'à de nouveaux développements (réalisation et conduite de trois installations de cogénération avec des dates de mise en service prévues au premier semestre 2009). Dans l'hypothèse où ces contrats ne seraient pas renouvelés en 2012, Fiat s'est engagé à racheter à Fenice l'ensemble des actifs utilisés au titre desdits contrats pour un montant correspondant à la part non-amortie de ces actifs. Ceci compenserait en grande partie la réduction des *cash flows* futurs de Fenice. Le personnel correspondant serait retransféré à Fiat.

Hors Italie, Fenice possède deux filiales détenues à 100 % en Espagne et en Pologne respectivement « Fenice Instalaciones Iberica » et « Fenice Poland S.p.z.o.o ». Ces deux sociétés interviennent principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales thermiques avec production combinée d'électricité, de chaleur et de froid. Elles assurent également différents services énergétiques et environnementaux associés (chaud ou froid, air comprimé, gaz industriels, traitement des déchets et effluents liquides).

Depuis son acquisition par le groupe EDF, Fenice poursuit une politique de diversification de sa clientèle et de ses secteurs d'activités. Fenice propose à des clients à la fois dans le secteur industriel mais aussi public des offres de cogénérations industrielles et des offres élargies en matière de services environnementaux.

#### 6.3.1.3.2.2 Autres activités de Fenice

Fenice développe une activité dans les métiers de l'environnement : construction et exploitation de centrales de traitement des eaux industrielles, exploitation d'un incinérateur de déchets industriels et urbains, activités de consultance environnementale, etc.

### 6.3.1.4 RESTE DE L'EUROPE

#### 6.3.1.4.1 SUISSE

La Suisse représente un intérêt industriel pour le Groupe en raison de sa localisation géographique située au cœur des échanges électriques européens ainsi qu'en raison de ses capacités importantes de production de pointe.

**Activités du groupe EDF en Suisse**

Le Groupe est présent en Suisse au travers :

1. des participations du groupe EDF dans les ouvrages de production hydraulique frontaliers qui ont généré pour EDF 0,56 TWh de droits d'énergie en 2008 ;
2. de la participation d'EDF dans le nouvel énergéticien suisse Alpiq Holding SA (ex Atel Holding SA). La participation d'EDF dans Alpiq Holding SA se situe à environ 25 %. EnBW détient également 2,30 % du capital de Alpiq Holding SA.

**(a) Évolution de la participation d'EDF dans Alpiq Holding SA (ex Atel Holding SA)**

En septembre 2005, EDF a signé un contrat d'acquisition portant sur 17,32 % du capital de Motor-Columbus (« MC ») dans le cadre de la cession par UBS de la totalité de sa participation (55,6 %) dans cette société.

EDF a conclu à cette occasion, une convention de consortium avec les autres actionnaires principaux d'Atel et de MC, à savoir EOS Holding et les membres d'un consortium d'actionnaires minoritaires alémaniques et tessinois (« CMS ») d'Atel (EDF, EOS Holding et CMS constituant ensemble le « Consortium »), ainsi qu'avec Atel. EDF a ainsi privilégié une solution qui lui permet de protéger durablement ses intérêts sans prise de contrôle mais en disposant de droits d'actionnaire pérennisés au sein d'une holding élargie.

Suite à la réalisation définitive de la cession de la participation d'UBS dans Motor-Columbus aux membres du Consortium et à Atel, le 23 mars 2006, ceux-ci étaient tenus de soumettre une offre publique aux actionnaires d'Atel. Cette offre obligatoire a été lancée par Motor-Columbus, pour le compte des membres du Consortium et d'Atel, sous la forme d'une offre publique d'échange.

Le 8 février 2007, compte tenu des règles comptables suisses portant sur les actions d'autocontrôle croisé, Atel, EDF et certains membres du CMS ont conclu un contrat d'échange d'actions de Motor-Colombus détenues par Atel (36 000 actions d'autocontrôle croisé) contre des actions d'Atel détenues par les autres parties au contrat (114 444 actions d'Atel au total). Ce contrat d'échange d'actions a été exécuté le 29 juin 2007; la participation d'EDF dans Motor-Columbus est alors passée de 36,94 % à 37,13 % et celle dans Atel de 1,23 % à 1,13 %.

Dans un avenant à la convention de consortium, daté du 5 octobre 2007, les membres du Consortium sont convenus de mettre en œuvre la restructuration du groupe Motor-Columbus/Atel sous la forme d'une OPE volontaire de Motor-Columbus portant sur la totalité des actions d'Atel suivie, éventuellement, de mesures adéquates visant à une prise de contrôle absolu d'Atel par Motor-Columbus. Ils se sont également engagés, dans le cadre de cet avenant, à apporter tous leurs titres Atel à l'OPE.

L'OPE volontaire a été lancée le 12 novembre 2007 et a été clôturée le 10 janvier 2008. Une procédure de *squeeze-out* de droit boursier suisse concernant les titres d'Atel non apportés à l'échange a été lancée au mois de janvier 2008. Conformément aux termes des accords, après l'exécution de ce *squeeze-out*, les actions d'Atel ont été retirées de la cote du Swiss Exchange (SWX).

Le 18 décembre 2008, ont été signés par Atel Holding et les membres du Consortium des accords définissant, d'une part les modalités du rapprochement entre Atel et EOS, d'autre part les modalités de l'apport par EDF de ses droits à l'énergie concernant le barrage d'Emosson et de l'acquisition par EDF de titres Alpiq Holding auprès du CMS et enfin, les principes de gouvernance du nouveau groupe baptisé « Alpiq », qui a démarré ses activités en février 2009. Cette opération permet à EDF d'atteindre une participation de 25 % au capital d'Alpiq Holding à l'issue de la réduction de capital déjà décidée, qui doit avoir lieu en avril 2009.

Le montant global de l'opération s'élève pour EDF à 1 057 millions de francs suisses (soit environ 705 millions d'euros).

Les actionnaires d'Atel Holding SA ont approuvé le 27 janvier 2009, lors d'une Assemblée générale extraordinaire, la nouvelle raison sociale (« Alpiq Holding SA »), le déplacement du siège principal d'Olten à Neuchâtel ainsi que l'entrée de nouveaux membres au Conseil d'administration.

**(b) Description de l'activité d'Alpiq (ex Atel)**

Alpiq est un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, issu du regroupement des actifs industriels d'ATEL Holding et de EOS Holding ainsi que de l'apport par EDF de sa quote-part des droits à l'énergie concernant le barrage d'Emosson en Suisse. Il s'agit d'une entreprise électrique intégrée de taille significative au cœur des échanges électriques européens, active dans toute la chaîne des métiers, production, réseaux, négoce, commercialisation et qui affiche une présence dans 29 pays européens.

Sur la base de son chiffre d'affaires *pro forma* pour 2008 tel que publié par Alpiq (15,8 milliards de CHF), l'ensemble constitué aujourd'hui par Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses (129,6 TWh vendus en 2008, principalement sur les marchés de gros et aux grands clients européens du sud de l'Europe et des pays d'Europe centrale et orientale (« PECO »)). Alpiq assure par ailleurs la desserte d'une centaine de milliers de clients dans le nord-ouest de la Suisse. Cette activité est adossée à des actifs de production et de transport importants en Suisse et dans les pays où Alpiq développe sa présence. En 2008, l'ensemble constitué par Alpiq disposait d'une puissance installée totale au prorata de ses participations de 6 595 MW, répartie comme suit : 3 951 MW en Suisse (2 800 MW d'hydraulique, 1 145 MW de thermique (nucléaire et à flammes) et 6 MW de micro-centrales hydrauliques), 1 735 MW en Italie, 887 MW dans les PECO et 22 MW dans d'autres pays.

Alpiq poursuit son développement dans plusieurs pays d'Europe, notamment dans les pays d'Europe centrale et orientale, l'Italie mais aussi la France avec en particulier le projet de cycle combiné gaz à Bayet. Alpiq poursuit également le développement de ses activités de services énergétiques tant en Suisse qu'en Allemagne au travers de ses filiales AIT et GAH. Par ailleurs, Alpiq accentue la diversification de ses métiers traditionnels en créant une nouvelle filiale, Alpiq Eco Services AG qui interviendra dans le domaine de l'efficacité énergétique et en augmentant les capacités d'investissement d'Alpiq Eco Power SA, société qui a pour vocation de réaliser en Suisse des projets portant sur l'utilisation d'énergies renouvelables.

En outre, Atel (désormais intégré dans Alpig) a initié le processus de renouvellement du parc nucléaire suisse en déposant, le 10 juin 2008, une demande cadre d'autorisation auprès de l'Office Fédéral de l'Énergie afin

de construire une nouvelle centrale nucléaire dans le Niederamt (Canton de Soleure), à proximité de celle de Gösgen. La décision finale sera soumise à référendum national (« votation »).

3. de la participation de 81,72 %, au 31 décembre 2008, d'EnBW dans Energiedienst qui produit et commercialise de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages du Rhin (6,2 TWh vendus en 2008).
4. de la société EnAlpin, filiale à 100 % d'Energiedienst, qui produit et commercialise de l'électricité hydraulique au fil de l'eau sur les barrages valaisans du Rhône.

Outre cette présence commerciale et capitalistique, le Groupe a entrepris depuis plusieurs années de développer sa présence sur le marché électrique suisse au travers de collaborations opérationnelles avec les principaux acteurs suisses (Atel, EOS, notamment).

#### 6.3.1.4.2 BENELUX

Le Benelux, zone électrique cohérente aux interfaces importantes avec la plaque franco-allemande, présente des opportunités de développement rentables de moyens de production électrique. Par ailleurs, il constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit et du *hub*[1] de Zeebrugge.

##### Activités du groupe EDF au Bénélux

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge détenue à 100 %, EDF Belgium S.A. La puissance revenant à EDF représente 3 % des capacités de production belges. La production de Tihange 1 qui revient à EDF Belgium S.A. est vendue en Belgique à un opérateur belge au travers d'un contrat à long terme expirant en 2015.

Les activités de commercialisation d'EDF Belgium S.A. sont orientées vers le marché des clients industriels et celui des PME-PMI. Les ventes d'électricité ont atteint en 2008, un volume de 1,6 TWh et les ventes de gaz, initiées en 2007, 0,9 TWh en 2008. EDF Belgium alimente 4 100 sites en électricité et 490 sites en gaz.

En juillet 2006, EDF a signé un accord de partenariat avec la société néerlandaise Delta N.V. pour le développement d'un projet de construction d'une centrale au gaz naturel de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas. Le 29 mars 2007, EDF et Delta ont créé une société commune, Sloe Centrale B.V., ayant pour objet la construction et l'exploitation de la future centrale. Le partenariat prévoit un financement à parité des investissements, une exploitation conjointe des installations et un partage à 50/50 de l'électricité produite. Les contrats pour le refinancement par prêts bancaires de 85 % des coûts d'investissement, qui aura lieu lors de la mise en service de la centrale, ont été signés en février 2008. La centrale est actuellement en cours de construction et sa mise en service est prévue au cours du troisième trimestre 2009.

#### 6.3.1.4.3 ESPAGNE

• Hispaelec Energía SA

Hispaelec, créée en 1999, filiale à 100 % du groupe EDF exerce une activité de commercialisation et ne dispose donc pas d'un parc de production propre. Hispaelec a été créée dans le cadre de la stratégie d'EDF d'accompagnement de ses grands clients en Europe. Elle offre des services personnalisés de fourniture d'électricité, de conseil et d'optimisation.

1 Marché de gaz établi sur un point de jonction d'infrastructures de transport où arrive du gaz en provenance de diverses sources offrant la possibilité d'échanges physiques de gaz.

• Elcogas

Le groupe EDF détient au 31 décembre 2008, 31,39 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano un projet innovant de « charbon propre » dans une centrale d'une puissance brute de 335 MW alimentée, en mode GICC (« Gazéification de Charbon intégrée à un cycle combiné »), grâce à la gazéification de charbon et de petcoke local. Outre le gaz naturel, cette installation permet en effet d'utiliser du charbon et des cokes de pétrole, et ce avec des émissions atmosphériques très inférieures aux normes européennes. Cette installation est actuellement la plus grande centrale en combustible solide de ce type au monde. En 2008, Elcogas a produit 1,3 GWh, dont 1,0 GWh en mode GICC.

• EDF Península Ibérica S.L.

Le groupe EDF détient 100 % d'EDF Peninsula Ibérica S.L. qui a pour objet la représentation du Groupe sur la Péninsule ibérique, la prestation de services de promotion et d'appui aux filiales du Groupe et, le cas échéant, la mise en place de projets dans le domaine de la production d'énergie électrique et de gaz.

#### 6.3.1.4.4 AUTRICHE

L'Autriche est située au centre des interconnexions électriques et, surtout, gazières, de la plaque européenne. Elle est fortement intégrée au marché de la plaque germanique et, à ce titre, présente un intérêt pour les investisseurs étrangers. Le parc de production électrique autrichien est composé à 70 % de centrales hydrauliques.

##### Activités du groupe EDF en Autriche

Le groupe EDF détient 80 % (et GDF Suez 20 %) de la Société d'Investissement en Autriche (SIA) qui détient elle-même 25 % plus une action de la holding ESTAG (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'ESTAG et a conclu avec SIA un pacte d'actionnaires qui donne à SIA des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. ESTAG est à la tête d'un groupe de 41 filiales autrichiennes intervenant dans les domaines de l'énergie, du traitement des déchets et des services associés. Centré sur la Styrie, le groupe ESTAG développe ses activités dans les autres Länder autrichiens et dans certains pays voisins. Ses deux principales filiales sont Steweag-Steg, principal distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie et Steierische Gas Wärme (STGW), transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans la même région.

Par ailleurs, EnBW intervient en Autriche au travers :

- d'une participation minoritaire dans Energie-Versorgung Niederösterreich (EVN), société de transport, de commercialisation et de distribution d'électricité, de gaz et de chaleur dans le Land de Basse-Autriche, qui est détenue à 51 % par ce même Land ; cette société est le premier distributeur-commercialisateur d'Autriche en nombre de clients ;
- de la gestion des contrats de livraison et d'achat d'électricité avec TIWAG et VKW, deux sociétés de transport et de distribution d'électricité opérant respectivement dans les Länder du Tyrol et du Vorarlberg.

#### 6.3.1.4.5 PAYS D'EUROPE CENTRALE ET ORIENTALE

##### Présence du Groupe dans les pays d'Europe centrale et orientale

Le Groupe est présent dans trois pays d'Europe centrale et orientale « PECO ») : la Pologne (production d'électricité, co-génération), la Hongrie (co-génération, distribution) et la Slovaquie (distribution). Outre les participations détenues par EDF, EnBW dispose de participations minoritaires en Pologne (production d'électricité, co-génération et distribution de chaleur), Hongrie (production d'électricité, distribution) et République

Tchèque (distribution d'électricité, co-génération). Le groupe EDF est également présent dans ces pays à travers sa filiale Dalkia International, principalement dans le domaine de la co-génération adossée aux grands réseaux urbains de chaleur.

Les opportunités de développement se présentent essentiellement sous la forme de projets de production d'électricité en renouvellement de centrales existantes ou en création de nouvelles centrales. Des opportunités existent également en matière de privatisation, notamment en Pologne.

À la périphérie de l'Union Européenne, la Russie réforme son secteur électrique et privatise ses sociétés d'électricité. Des acteurs européens ont réalisé quelques acquisitions ; EDF étudie l'opportunité d'une coopération avec la société Inter RAO.

#### 6.3.1.4.5.1 Pologne

**Activités du groupe EDF en Pologne**

Le Groupe est présent dans les quatre filiales principales suivantes :

- le Groupe contrôle le cogénérateur EC Wybrzeze (« ECW ») de la région de Gdansk. ECW dispose d'une capacité installée de 353,1 MW et de 1 224,6 MWth ;
- le Groupe contrôle la société de production d'électricité ERSA dans la région de Rybnik. La capacité installée est de 1 775 MW. Le renouvellement de 4 unités de production de 220 MW chacune est envisagé pour 2015. Dans ce cadre, un appel d'offre européen a été lancé au mois de décembre 2008, visant à sélectionner le fournisseur des principaux équipements (chaudière, turbine, etc.) ;
- le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie, ECK qui dispose d'une capacité installée de 460 MW et de 1 118 MWth. Le groupe EDF a signé le 19 mars 2009 le contrat d'acquisition de la participation de 28,05 % détenue par le Ministère du Trésor polonais dans la société polonaise EC Krakow. Suite à cette opération, le groupe EDF détient 94,3 % du capital d'EC Krakow. L'opération s'inscrit dans la stratégie du Groupe visant à conforter ses positions en Pologne ;
- le Groupe détient en 2008, via ses filiales, 50 % des actions plus une du cogénérateur Kogeneracja de la région de Wroclaw-Czechnica (le pourcentage d'intérêt est de 35,61 %). Sa capacité de production installée est de 363 MW et de 1 059 MWth. Kogeneracja détient 99,87 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Gora (dont la puissance installée est de 221 MW et de 290 MWth).

Le Parlement polonais a voté en juin 2007 la Loi mettant fin aux « PPA » (contrats d'achat à long terme) conformément aux demandes de la Commission européenne. ECK (dont les contrats venaient à échéance en 2013) et EC Zielona Gora (dont les contrats venaient à échéance en 2024) ont accepté de mettre un terme à leurs contrats en avril 2008, compte tenu du niveau actuel et futur des prix de marché, de la compensation financière obtenue par EC Zielona Gora et du non-remboursement de ce que la Commission envisageait de qualifier d'aide d'État (en remontant jusqu'à l'année 2004).

L'impact sur les revenus peut être actuellement estimé comme globalement neutre, mais toutefois légèrement défavorable à court terme pour ECK.

Dans le domaine de la protection de l'environnement, le groupe EDF a investi massivement au cours des dernières années pour mettre en conformité ses installations en Pologne. Il est le leader de la combustion de biomasse, qui atteindra environ 10 % de ses approvisionnements en combustible en 2010.

Par ailleurs, EDF a lancé en janvier 2008 un important projet d'intégration organisationnelle de ses filiales en Pologne. Il vise, notamment à générer des gains de productivité par la mutualisation des fonctions supports et par la diffusion des meilleures pratiques au sein des filiales. Le calendrier prévoit la mutualisation des ressources pour l'ensemble des filiales polonaises, dès 2009, dans les domaines suivants : finances, informatique, achats, ressources humaines, maintenance et ingénierie.

L'intégration aboutira à un regroupement au sein d'une entité unique permettant en particulier de donner au Groupe une plus grande visibilité vis-à-vis des acteurs du marché et des autorités publiques. Elle permettra également d'être mieux à même de saisir les opportunités de développement en Pologne, voire au-delà.

La restructuration du secteur électrique polonais se poursuit : ainsi, sous l'égide du gouvernement polonais, quatre entreprises intégrées d'électricité ont été créées par le regroupement de producteurs et de distributeurs publics. Deux d'entre elles doivent être prochainement introduites en bourse.

#### 6.3.1.4.5.2 Hongrie

**Activité du groupe EDF en Hongrie**

En Hongrie, le Groupe développe ses activités dans la production, la commercialisation et la distribution, en s'appuyant sur deux filiales : BE ZRt, et Demasz.

- BE ZRt : EDF détient au 31 décembre 2008, 95,57 % de cette société de production d'électricité et de chaleur. Implantée à Budapest et disposant d'une puissance installée de 410 MW et 1 466 MWth, BE ZRt assure 60 % des besoins de chaleur de la capitale hongroise et a vendu jusqu'à présent la majeure partie de son électricité (1,7 TWh/an) à l'acheteur unique hongrois Magyar Villamos Muvek Zrt (MVM) via trois contrats long terme de type « PPA » arrivant à échéance respectivement en 2011, 2021 et 2024. La Commission européenne, par décision en date du 8 juin 2008, a exigé la résiliation des PPA hongrois au motif que ceux-ci constituent des aides d'État illicites. Le 10 novembre 2008, le Parlement hongrois a adopté une Loi prononçant la résiliation des PPA au 31 décembre 2008. BE ZRt est parvenue à négocier un contrat commercial de vente à MVM à compter du 1er janvier 2009 à des conditions satisfaisantes pour elle, cet accord devant entrer en vigueur au moment de la résiliation effective des PPA. De plus, BE ZRt va bénéficier du mécanisme de soutien à la cogénération dans le cadre du décret gouvernemental du 28 novembre 2008 relatif aux obligations d'achat de l'électricité produite à partir de déchets, de sources renouvelables et de la cogénération. Pour autant, BE ZRt n'a, à ce jour, obtenu aucune garantie quant au maintien de ces conditions dans la durée, ce qui fait peser sur elle un risque de non-recouvrement de ses coûts échoués (risque qui était couvert par les PPA). Dans ce contexte et en vue de protéger ses intérêts d'investisseur, BE ZRt se réserve la possibilité d'engager les recours appropriés.

- DEMASZ ZRt, est détenue, au 31 décembre 2008, par le groupe EDF, à hauteur de 100 %. Cette société assure des activités de distribution d'électricité de la région du Sud-Est du pays (19,6 % du territoire) et de commercialisation sur l'ensemble du territoire de la Hongrie. En 2008, DEMASZ ZRt et sa filiale commerciale ont commercialisé 5,77 TWh d'électricité auprès de 772 920 clients. DEMASZ ZRt détient plusieurs filiales dont deux filiales principales à 100 % :
  - DEMASZ Hàlozati Eloszto Kft, société créée au 1er janvier 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités régulées et non régulées, détient les actifs de réseaux (31 636 km de lignes haute, moyenne et basse tension) et assure les activités régulées de distribution d'électricité auprès de 771 797 points de livraison ;
  - EDF ENERGIA HUNGARIA Kft (auparavant D-ENERGIA Kft), société créée en 2003 qui assure les activités de commercialisation de l'électricité sur tout le territoire hongrois aux clients ayant opté pour le marché libre.

EnBW détient par ailleurs dans le pays les participations minoritaires suivantes :

- 21,7 % dans le producteur Matrai (détenu à 51 % par RWE) qui possède une capacité installée de 836 MW en 2008 (source : rapports annuels EnBW et RWE 2008) ;
- 27,25 % dans le distributeur ELMÜ détenu à hauteur de 55 % par RWE (ELMÜ dessert une zone de plus de deux millions d'habitants) ;
- 26,83 % dans le distributeur EMASZ détenu à hauteur de 54 % par RWE (source : rapports annuels EnBW et RWE 2008).

#### 6.3.1.4.5.3 Slovaquie

**Activité du groupe EDF en Slovaquie**

Le Groupe est présent en Slovaquie au travers d'une participation de 49 % du capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská energetika, a.s. (« SSE »), implantée au centre de la Slovaquie (province de Zilina) et qui couvre environ le tiers de la superficie du pays. SSE compte 32 340 kilomètres de lignes haute, moyenne et basse tension. Au 31 décembre 2008, SSE comptait 704 755 clients pour des ventes représentant 5 122 GWh.

Pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités régulées et non régulées, les activités régulées de SSE ont été transférées à compter du 1er juillet 2007, à sa filiale à 100 % Stredoslovenská energetika-Distribúcia a.s. qui distribue 6 005 GWh.

En application du pacte d'actionnaires conclu le 25 juin 2002 avec le Fonds National de la Propriété slovaque, le groupe EDF nomme trois des cinq membres du Directoire de SSE, dont le président et dispose d'un représentant sur les neuf que compte le Conseil de surveillance. À l'Assemblée générale, les décisions sont prises à l'unanimité par les deux actionnaires.

Dans le cadre de la poursuite du processus de privatisation, le pacte d'actionnaires précité confère au Groupe un droit de préemption sur 2 % des actions de SSE.

Par ailleurs, le Groupe cherche à conforter sa position en étudiant des projets de développement de capacités de production.

#### 6.3.1.4.5.4 République tchèque

**Activité du groupe EDF en République Tchèque**

Le Groupe est présent dans la production et la distribution d'électricité en République Tchèque à travers les participations minoritaires d'EnBW dans les sociétés PRE-Holding et PT Holding, respectivement sociétés de distribution d'électricité et de distribution de chaleur de la ville de Prague.

#### 6.3.1.4.5.5 Russie

La Russie a réorganisé son secteur électrique selon un modèle de marché et plusieurs grands énergéticiens européens (E.ON, Enel, Fortum, RWE) y sont significativement présents. EDF ne s'est pas positionné sur les privatisations lancées par le gouvernement russe, mais examine néanmoins les opportunités de développement en Russie dans une démarche de synergies industrielles et de coopération de long terme.

EDF a développé ainsi depuis 2007 des relations avec Inter RAO EES (société cotée détenue majoritairement par des capitaux publics). Cette société, disposant d'actifs de production en Russie ainsi que dans des pays tiers est, actuellement, de fait, la seule en mesure de pouvoir importer et exporter de l'électricité. Un accord de coopération a été signé le 20 septembre 2008 avec cette société afin d'étudier des projets de développement communs en Russie et dans d'autres pays.

## 6.3.2 Amérique latine et États-Unis

### 6.3.2.1 AMÉRIQUE LATINE

Le groupe EDF a achevé en 2008 sa politique de désengagement au sein des sociétés situées en Argentine et au Mexique dans lesquelles il détenait une participation.

#### 6.3.2.1.1 ARGENTINE

EDF a cédé en septembre 2008 à Nucleamiento Inversor Sociedad Anonima (NISA) sa participation minoritaire dans le transporteur d'électricité argentin Distrocuyo, dernier actif d'EDF en Argentine.

#### 6.3.2.1.2 BRÉSIL

##### 6.3.2.1.2.1 Light

Light exerce une activité de production, distribution et commercialisation d'électricité. Elle est située dans l'État de Rio de Janeiro sur une zone de concession de 10 970 km² et dessert 31 villes (dont Rio de Janeiro). Light détient également des actifs de production, essentiellement hydrauliques, d'une puissance installée de 852 MW (soit 1 % de la puissance disponible au Brésil).

EDF a conclu un accord le 28 mars 2006 avec le groupement d'entreprises brésilien Rio Minas Energia Participações SA (RME), portant sur la cession de 79,4 % du capital de Light, pour un montant de 320 millions de dollars américains. Cette cession a reçu l'autorisation des autorités compétentes en France et au Brésil. À l'issue de la réalisation définitive de cette cession intervenue le 10 août 2006, EDF conservait 10 % du capital de Light, dilué à 6 % après conversion en actions des obligations détenues par la Banco Nacional de Desenvolvimento Economico e Social (BNES) dans Light, le solde du capital étant sur le marché boursier brésilien.

##### 6.3.2.1.2.2 Norte-Fluminense

Le groupe EDF détient 90 % de Norte-Fluminense, société qui a construit et exploite la centrale à cycle combiné à gaz de Norte-Fluminense située dans l'État de Rio de Janeiro. Cette centrale possède une capacité de 869 MW. Norte-Fluminense écoule toute sa production auprès de Light aux termes d'un *Power Purchase Agreement* (« PPA »).

### 6.3.2.2 ÉTATS-UNIS D'AMÉRIQUE

Les États-Unis constituent le plus important marché énergétique au monde avec des ventes totales de 3 773 TWh et une prévision de taux de croissance moyen 2008-2030 d'environ 1 % par an (source : Energy Information Administration, juin 2008). L'*Energy Policy Act* (« EPACT ») voté en 2005 a institué différentes mesures incitatives en faveur de l'investissement dans les centrales nucléaires : une garantie fédérale sur les prêts contractés pour la construction permettant de réduire le coût de la dette sous certaines conditions (*Federal Loan Guarantee*), des crédits d'impôts attribués aux compagnies d'électricité sous certaines conditions (*Production Tax Credits*) et une assurance contre le risque réglementaire (*Standby Support for Delays*). L'enveloppe de la garantie fédérale de financement qui sera potentiellement accordée d'ici fin 2009 a été fixée à ce jour à 18,5 milliards de dollars. Dans ce nouveau contexte, plusieurs projets de nouvelles centrales nucléaires ont été mis en développement par de grands énergéticiens américains. 17 demandes de dossier de licence de construction et d'exploitation (pour 26 réacteurs) ont été déposées à début novembre 2008 auprès de l'autorité de sûreté américaine (NRC) et 12 compagnies

d'électricité (pour 21 réacteurs) ont fait une demande de garantie de financement auprès du *Department of Energy* pour un montant cumulé d'environ 120 milliards de dollars.

EDF et l'électricien américain Constellation Energy Group (CEG) ont signé le 20 juillet 2007 un accord relatif à la création par les deux sociétés d'une joint-venture à 50/50, dénommée *UniStar Nuclear Energy*, LLC (« UniStar Nuclear Energy »). L'objet de cette joint-venture est de développer, réaliser, détenir et exploiter, de manière conjointe, des centrales nucléaires de type EPR aux États-Unis.

Selon les termes du partenariat conclu le 20 juillet 2007, EDF a versé un apport initial de 350 millions de dollars à la joint-venture. En outre, EDF apportera des contributions pouvant atteindre au total 275 millions de dollars, au fur et à mesure des étapes du processus d'autorisation des projets d'EPR aux États-Unis. En 2008 ont ainsi été apportées des contributions additionnelles de 100 et 75 millions de dollars correspondant respectivement à l'enregistrement de la première demande de licence de construction et d'exploitation auprès de la NRC pour le projet Calvert Cliffs 3 (le 17 mars 2008) et de la deuxième demande de licence pour le projet Nine Mile Point 3 (fin septembre 2008). Le dossier de licence pour le projet Calvert Cliffs 3 a été formellement accepté pour étude début juin 2008 et celui du projet Nine Mile Point 3, le 15 décembre 2008. La mise en service devrait intervenir, selon le planning actuel, fin 2015. En contrepartie des apports en numéraire d'EDF, Constellation Energy a apporté à UniStar Nuclear Energy sa participation dans la joint-venture avec Areva, dénommée UniStar Nuclear, (qui détient l'exclusivité du développement de l'EPR aux États-Unis) et les droits d'utilisation des sites nucléaires existants de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et R.E. Ginna Nuclear Plant afin de développer jusqu'à quatre centrales EPR standardisées sur des sites détenus en propre. La gouvernance de la joint-venture est assurée par un Conseil d'administration de dix membres, dont cinq sont nommés par EDF et cinq, dont le Président, par CEG.

Depuis sa création, UniStar Nuclear Energy s'est consacrée au lancement des projets d'EPR aux États-Unis et notamment le premier projet sur le site de Calvert Cliffs avec notamment :

- le montage et le suivi des dossiers d'autorisation et de permis (notamment la licence de construction et d'exploitation) ;
- l'engagement d'un plan d'actions technique avec les partenaires industriels Areva et Bechtel, limité, dans l'attente de l'obtention des autorisations et licences, aux actions nécessaires pour respecter les objectifs de planning de mise en service des tranches. Ces actions ont porté sur la réservation et l'approvisionnement de composants critiques auprès d'Areva pour lesquels des goulots d'étranglement ont été identifiés, la signature de contrats avec Alstom pour la réservation d'un jeu de quatre turbines et les études d'ingénierie associées, la signature des contrats d'études d'ingénierie détaillées avec le consortium Areva / Bechtel et le lancement des négociations sur le contrat de EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) ;
- le démarrage des négociations pour l'obtention d'une garantie de financement auprès du gouvernement fédéral américain (*Federal Loan Guarantee* du *Department of Energy)* complétée d'une garantie de la part de la Coface.

EDF et CEG ont également signé le 20 juillet 2007 un accord de coopération dans le but d'étudier des développements potentiels conjoints des deux sociétés aux États-Unis. Dans ce cadre, EDF et CEG ont signé le 25 juillet 2008 un *Operating agreement* afin d'établir une société commune détenue à 50/50 dénommée CeTerre LLC destinée à prospecter et sélectionner des sites potentiels pour construire des centrales nucléaires pour le compte d'UniStar Nuclear Energy. À ce jour, EDF a apporté 300 000 dollars au capital de CeTerre.

Par ailleurs, au titre d'un accord d'investissement signé en date du 20 juillet 2007, EDF dispose de la faculté d'acquérir sur le marché jusqu'à 5 % du capital de CEG dans les douze premiers mois de l'accord et jusqu'à 9,9 % entre la première date anniversaire de l'accord et la cinquième.

Le 9 septembre 2008, EDF a porté sa participation à 9,51 % dans CEG par des acquisitions successives d'actions sur le marché.

Le 19 septembre 2008, MidAmerican Energy Holdings (« MidAmerican ») et Constellation Energy ont annoncé un accord de fusion définitif aux termes duquel MidAmerican acquérrait toutes les actions de Constellation Energy pour un montant d'environ 4,7 milliards de dollars, ou 26,50 dollars par action et Constellation Energy émettrait 1 milliard de dollars en actions de préférence au moment de la réalisation définitive de l'opération.

Le 3 décembre 2008, EDF a annoncé avoir proposé à Constellation Energy (i) l'acquisition de 50 % de ses activités de production d'électricité d'origine nucléaire pour 4,5 milliards de dollars, (ii) la réalisation d'un apport initial en liquidités de 1 milliard de dollars dans Constellation, lequel serait imputé sur le prix d'achat de la participation d'EDF dans la production d'électricité d'origine nucléaire, ainsi que (iii) une option permettant à Constellation Energy de céder à EDF des actifs non-nucléaires dans la limite d'un montant maximum de 2 milliards de dollars.

Le 8 décembre 2008, Constellation Energy a annoncé que son Conseil d'administration avait autorisé la société à engager immédiatement des négociations et à échanger des informations avec EDF concernant cette offre.

Le 17 décembre 2008, Constellation Energy et MidAmerican ont annoncé leur décision de résilier leur accord de fusion. Aux termes de l'accord de résiliation, MidAmerican a reçu une indemnité de résiliation de 175 millions de dollars. En outre, les actions de préférence émises au profit de MidAmerican ont été converties et MidAmerican a reçu une obligation avec un taux d'intérêt de 14 %, payable au 31 décembre 2009, environ 20 millions d'actions ordinaires de Constellation Energy, représentant 9,99 % des actions existantes, et environ 418 millions de dollars en numéraire.

Le même jour, EDF et Constellation Energy ont annoncé un accord définitif aux termes duquel EDF ferait l'acquisition d'une participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group, pour 4,5 milliards de dollars. La réalisation de cette transaction est soumise à un certain nombre de conditions suspensives, dont notamment l'obtention des autorisations administratives et réglementaires requises.

Constellation Energy Nuclear Group détient les centrales nucléaires de Calvert Cliffs dans l'État du Maryland et de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans l'État de New York, qui représentent une capacité installée de 3 869 MW.

La participation d'EDF dans Constellation Energy Nuclear Group prendra la forme d'une nouvelle joint-venture entre les deux sociétés, indépendante de la joint-venture UniStar Nuclear Energy existante.

Dans le cadre de cet accord, au cours du mois de décembre 2008, EDF a réalisé plusieurs investissements stratégiques pour renforcer la liquidité de Constellation Energy :

- EDF a effectué un apport en numéraire de 1 milliard de dollars dans Constellation Energy par le biais de l'achat d'actions de préférence à dividende cumulatif non convertibles nouvellement émises par Constellation Energy, lesquelles seront remboursées lors de la réalisation définitive de l'opération et seront imputées sur le prix d'achat de 4,5 milliards de dollars de la participation d'EDF dans Constellation Energy Nuclear Group (voir note 4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008) ;
- EDF et Constellation Energy ont conclu un accord d'option d'une période de 2 ans de vente d'actifs qui permet à Constellation Energy de vendre à EDF jusqu'à 2 milliards de dollars d'actifs de production d'électricité à partir d'énergie non nucléaire (voir note 4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008) ;

- EDF a fourni une ligne de financement intérimaire de 600 millions de dollars qui restera à la disposition de Constellation Energy jusqu'à l'approbation par les autorités américaines compétentes du transfert des actifs de production d'énergie non nucléaire qui pourraient être cédés dans le cadre de l'option de vente d'actifs ou, au plus tard, six mois après la date de signature de l'accord (voir note 4.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008).

Au 31 décembre 2008, la participation du groupe EDF dans le capital de CEG s'élève à 8,52 % (après prise en compte des actions remises par CEG à MidAmerican suite à la résiliation de l'accord de fusion (voir ci-dessus)).

Au titre de l'exercice 2008, CEG a réalisé un chiffre d'affaires de 19,8 milliards de dollars, en recul de 6,5 % par rapport à 2007. L'exercice 2008 s'est soldé pour CEG par une perte nette de 1,31 milliard de dollars.

Les États-Unis sont par ailleurs un marché très innovant dans le domaine de l'énergie avec une intense activité de recherche et développement, tant en amont qu'en aval. Par ailleurs de nombreux groupes et organisations internationales ont leurs sièges aux États-Unis et certains concurrents d'EDF y sont présents. À ce titre, le groupe EDF exerce dans ce pays une activité de veille industrielle et stratégique.

Ainsi, EDF a participé à la constitution du consortium NuStart Energy Development LLC créé en mars 2004 et qui regroupe de grands électriciens nucléaires (Constellation Energy, Duke Power, Entergy, Exelon Generation, Florida Power & Light, Progress Energy et Southern Company) et des constructeurs (General Electric, Westinghouse). Le but de ce projet est de relancer et développer le nucléaire aux États-Unis à l'horizon 2014, en travaillant sur deux projets de réacteurs « passifs », l'AP 1000 (*Advanced Passive 1 000 MW Reactor*) de Westinghouse et l'ESBWR (*Economic Simplified Boiling Water Reactor*) de General Electric. Grâce à cette participation, EDF aura accès à des informations complémentaires sur les éléments techniques et économiques de ces réacteurs de nouvelle génération susceptibles d'être présents sur le marché lors du renouvellement du parc nucléaire français.

EDF et Exelon, premier exploitant nucléaire américain, ont signé le 21 avril 2008, un protocole d'accord de coopération pour une durée de cinq ans. Au titre de ce protocole d'accord, EDF et Exelon prévoient d'échanger et de partager leurs expériences respectives d'exploitant nucléaire.

Le Groupe est également présent aux États-Unis au travers d'EDF Energies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance de parcs d'éoliennes pour compte de tiers (voir section 6.4.1.1 (« Énergies nouvelles ») ci-dessous).

L'acquisition de la société de trading Eagle Energy Partners par EDF Trading est développée section 6.2.1.3.3.7 (« Développement des activités d'EDF Trading outre Atlantique ») du présent Document de Référence.

## 6.3.3 Asie/Pacifique

Les activités du groupe EDF conduites par la Direction Asie-Pacifique, se concentrent sur la Chine et sur la région du Grand Mékong, des pays à fort développement.

L'investissement dans le secteur de la production électrique en Asie et particulièrement en Chine, constitue un enjeu industriel pour le groupe EDF. En complément des projets comme l'EPR, les nouveaux projets dans cette zone donneront au Groupe l'accès aux innovations technologiques et lui permettront dans le même temps de valoriser son savoir-faire industriel, en particulier nucléaire. EDF maintiendra, ainsi, ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale pour la relance du programme nucléaire mondial, pour l'équipement de pays émergents et dans la perspective du renouvellement du parc français.

### 6.3.3.1 ACTIVITÉS DU GROUPE EDF EN CHINE

Présent depuis plus de 20 ans en Chine par ses prestations de conseil dans les domaines nucléaire 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 3 716 MW. EDF développe des partenariats lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement, dans le nucléaire, le thermique charbon technologiquement le plus avancé, l'éolien et l'hydraulique.

#### ACTIVITÉS DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ NUCLÉAIRE

- Daya Bay - Ling Ao

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 2004 de Daya Bay (2 réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté la société propriétaire China Guangdong National Power Co. (CGNPC) sur la centrale similaire de Ling Ao phase I, démarrée en 2002, EDF apporte aujourd'hui une assistance à la société dans le domaine de l'exploitation. Les excellentes performances enregistrées depuis leur mise en service constituent une des principales références du Groupe en Chine.

EDF intervient en assistance à la filiale de CGNPC, China Nuclear Power Energy Corporation (CNPEC) sur le projet Ling Ao phase II qui consiste à construire deux nouvelles tranches de 1 000 MW sur ce site pour une mise en service prévue en 2010.

- Premier accord signé pour un investisseur étranger en Chine dans la production d'électricité nucléaire

Faisant suite au partenariat industriel annoncé en octobre 2006, EDF et l'électricien chinois China Guangdong Nuclear Power Holding Company (CGNPC) ont concrétisé le 10 août 2008, à Pékin, les accords finaux de création d'une joint-venture dénommée « Guangdong Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited » (TNPC), dont l'objet est de construire et d'exploiter deux centrales nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province du Guangdong, sur le modèle du réacteur EPR actuellement construit par EDF à Flamanville en Normandie.

La participation d'EDF au sein de TNPC s'élève à 30 % pour 50 ans, soit la durée maximale autorisée pour une joint-venture en Chine. Le Groupe devient ainsi pour la première fois investisseur dans la production nucléaire dans ce pays.

Les travaux préliminaires du chantier de Taishan 1 ont démarré fin 2007, les premières réalisations de génie civil étant prévues à l'automne 2009, moins de deux ans après celui de Flamanville 3. Des contrats ont d'ores et déjà été signés avec Areva et Alstom pour la fourniture respectivement des équipements nucléaires et des turbines. La mise en service de la première unité devrait intervenir fin 2013 et la seconde en 2014. Au pic de la construction, plus de soixante experts EDF seront présents sur le site de Taishan.

Le succès du projet reposera sur la complémentarité des compétences d'EDF et de CGNPC. Parallèlement à la création de la joint-venture, les deux groupes ont en effet conclu un contrat d'assistance technique qui prévoit une mise à disposition par EDF de son savoir-faire via le détachement de compétences humaines et la fourniture de documentations techniques. Premier opérateur nucléaire en Chine, CGNPC apportera son expérience de propriétaire et d'exploitant acquise sur les centrales de Daya Bay et Ling Ao, ainsi que sa connaissance du secteur électrique nucléaire et du tissu industriel chinois.

La création de la joint-venture, qui doit comme tout investissement étranger être soumise à l'approbation des autorités chinoises, renforce la solide coopération qu'EDF entretient avec la Chine et CGNPC depuis plus de 20 ans. Au titre d'un accord global de coopération signé en 2007, EDF et CGNPC étudieront également l'opportunité de projets communs de développement en Chine et à l'international.

#### ACTIVITÉS DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ THERMIQUE CHARBON

• Figlec et Synergie

Au 31 décembre 2008, EDF possède 100 % de French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (Figlec), la société propriétaire de la centrale de Laibin B (720 MW) et 85 % de Synergie, société chargée de son exploitation et de sa maintenance, les 15 % restants étant détenus par des partenaires locaux. Mise en service en novembre 2000, dans le cadre d'un projet « BOT » (*Build, Operate and Transfer*), la centrale sera transférée au gouvernement du Guangxi en 2015.

• Shandong Zhonghua Power Company (SZPC)

Au 31 décembre 2008, le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon, d'une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont 2 sociétés chinoises et CLP de Hong-Kong. Ces centrales ont été mises en service progressivement entre 1987 et 2004 et seront rétrocédées au gouvernement chinois à des dates s'étalant entre 2020 et 2028.

• Nouveaux projets

Le Groupe a entamé des discussions avec des opérateurs de production d'électricité chinois (Genco ou Generation Company) pour d'éventuelles participations dans de nouvelles centrales au charbon de technologie avancée, « supercritique » ou « ultra-supercritique ».

Début avril 2009, le Ministère du Commerce chinois (MOFCOM) a approuvé la transaction permettant au groupe EDF de devenir actionnaire à concurrence de 35 %, avec Datang, de la société propriétaire de la centrale de Sanmexia (Province du Henan), mise en service en 2007, d'une capacité installée de deux fois 600 MW (technologie « charbon supercritique »).

#### ACTIVITÉS DANS LE SECTEUR DU GAZ

• Buget

Au 31 décembre 2008, EDF possède 20 % des parts de Buget, une société de conception, de construction et de conseil dans le domaine de la distribution du gaz. Les autres actionnaires sont GDF Suez (20%) et des partenaires locaux.

#### ACTIVITÉS DANS LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ HYDRAULIQUE

Présente depuis 1985 dans ce domaine, EDF, grâce à ses compétences en ingénierie, est un acteur reconnu pour ses multiples prestations en consultance. Ainsi EDF est intervenu sur plus de la moitié des ouvrages installés en Chine.

#### AUTRES PARTICIPATIONS ET PERSPECTIVES

EDF étudie l'opportunité d'investir avec ses partenaires chinois dans le secteur éolien, dans le cadre de la nouvelle Loi sur le développement des énergies renouvelables promulguée au début de l'année 2006.

Dans le secteur du transport et de la distribution, EDF a remporté plusieurs contrats de consultance.

### 6.3.3.2 ACTIVITÉS DU GROUPE EDF EN ASIE DU SUD-EST

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est est centrée sur le développement du secteur électrique de la zone du Grand Mékong dont la Thaïlande et le Vietnam sont les moteurs. La région du Mékong offre des opportunités de type « *Independant Power Plants* » (IPP), comme Nam Theun 2 et Phu My 2.2 (Vietnam). Dans cette perspective, EDF étudie l'intérêt de sa participation, au travers de partenariats, à la conception, à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production thermique, hydraulique et, à plus long terme, nucléaire.

#### 6.3.3.2.1 VIETNAM

Au 31 décembre 2008, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale à cycle combiné à gaz d'une capacité de 715 MW, mise en service en 2005. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Les autres actionnaires sont les filiales internationales des compagnies japonaises Sumitomo Corporation (28,11 %) et Tokyo Electric Power Company, Inc (Tepco) (15,6 %). Le contrat « BOT » a une durée de 20 ans. EDF qui a assuré la livraison clés en main de la centrale, pilote aujourd'hui l'exploitation via un contrat de consultance.

En réponse aux besoins de nouveaux moyens de production dans le sud du pays, EDF a exprimé son intérêt auprès des autorités vietnamiennes pour le développement de projets thermiques charbon et gaz de technologie avancée.

#### 6.3.3.2.2 LAOS

Au 31 décembre 2008, le groupe EDF, détient 35 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire de la centrale hydraulique de Nam Theun 2 d'une capacité de production de 1 070 MW. Les autres actionnaires sont 2 sociétés thaïlandaises (EGCO (Energy Generating Company) à hauteur de 25 %, ITD (Italian-Thai Development Company) à hauteur de 15 %) ainsi qu'une société d'État laotienne (LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %). Le groupe EDF dirige également le consortium, en charge de la maîtrise d'œuvre pour la réalisation des ouvrages. À travers la société NTPC, EDF exploitera la centrale pendant 25 ans au titre d'un contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos. La Thaïlande sera l'acheteur principal de l'électricité produite (95 %), le solde restant au Laos (5 %).

À ce jour, les travaux de génie civil sont quasiment terminés, le réservoir a été rempli pendant la saison des pluies mi-2008, le tunnel a été mis en eau et le montage des machines est en cours d'achèvement. La mise en service progressive est programmée pour la fin de l'année 2009.

De même, les mesures sociales et environnementales sont en grande partie déjà mises en place. Début 2008, soit plusieurs mois avant la mise en eau du réservoir, la totalité des villageois impactés avaient rejoint leurs nouvelles maisons dans des nouveaux villages situés en bordure du réservoir. La première récolte de riz dans les champs récemment défrichés a eu lieu en octobre 2008.

Une attention particulière est portée à la surveillance de la qualité de l'eau dans le réservoir et en aval. L'existence d'un seuil de re-oxygénation et les mesures sociales mises en œuvre le long de la rivière Xe Bang Fai devraient permettre de minimiser les impacts potentiels des rejets d'eau en aval.

#### 6.3.3.2.3 THAÏLANDE

EDF met en œuvre un contrat de consultance dans le domaine du transport et de la distribution avec la société thaïlandaise MEA.

## 6.3.4 Moyen-Orient, Afrique

Le Groupe n'est désormais présent que sur le marché de la production de la Côte-d'Ivoire et à travers les sociétés de services décentralisés de la Mission Accès à l'Énergie au Mali et en Afrique du Sud.

### 6.3.4.1 CÔTE-D'IVOIRE

Au 31 décembre 2008, EDF détient indirectement 32,85 % de la société propriétaire (Azito Energie) et directement 50 % de la société d'exploitation de la centrale d'Azito (Azito O&M). Située près d'Abidjan, la centrale, d'une capacité de 300 MW, comprend deux turbines à gaz alimentées par du gaz naturel d'origine ivoirienne. Elle a fourni 2 208 GWh d'électricité en 2008. L'intégralité de la production est revendue à l'opérateur national ivoirien qui a respecté ses obligations contractuelles depuis la mise en service commerciale de la centrale en 1999.

### 6.3.4.2 AFRIQUE DU SUD

En cohérence avec les perspectives de croissance soutenue de l'économie, le gouvernement sud-africain prévoit un doublement de la puissance électrique installée de 42 à 80 GW d'ici 2030, dont une part significative devrait être confiée au nucléaire. À l'issue d'une consultation sur la fourniture de 3 500 MW nucléaires, l'électricien national Eskom a déclaré l'appel d'offre infructueux et a renoncé pour l'heure à concrétiser cette opération en raison de l'importance du montant de l'investissement dans la conjoncture financière actuelle.

### 6.3.4.3 MISSION ACCÈS À L'ÉNERGIE

EDF a développé depuis une douzaine d'années une activité pour promouvoir l'accès à l'énergie dans les pays en développement. Aujourd'hui, l'essentiel de cette activité se concentre dans des opérations en Afrique.

Dans toutes ces opérations, EDF intervient en partenariat avec d'autres acteurs industriels tels que Total ou Nuon et cherche à associer, désormais de manière systématique, des acteurs locaux susceptibles de prendre le relais lorsque les conditions d'une exploitation rentable et durable sont réunies.

Au 31 décembre 2008, EDF détenait une participation de 70 % dans la société Koraye Kurumba qui produit et distribue l'électricité dans la zone de Kayes au nord-est du Mali. La participation d'EDF de 50 % dans la société Yéelen Kura, dans le sud du Mali, a été vendue le 25 novembre 2008 à FRES (Foundation Rural Energy Services). Au 31 décembre 2008, EDF détenait également une participation de 65 % dans la société KES qui produit, distribue l'électricité et commercialise du gaz en bouteilles dans les provinces du Kwazulu Natal et d'Eastern Cape ; des négociations étaient en cours pour l'entrée d'un opérateur local au capital de cette société à hauteur de 15 %.

# 6.4 Autres activités et fonctions transverses

## 6.4.1 Autres activités

### 6.4.1.1 ÉNERGIES NOUVELLES

Le développement des énergies renouvelables est devenu une réalité en Europe et aux États-Unis : en 2008, 8 484 MW d'éolien ont été installés dans l'Union Européenne, dont 1 609 en Espagne (source : Ewea), 1 665 MW en Allemagne et 8 358 MW aux États-Unis (source : Awea et Ewea). La capacité cumulée installée dans ces deux zones atteint désormais plus de 90 000 MW d'éolien, et plus de 120 000 MW dans le monde. Ce développement concerne aujourd'hui très largement l'éolien, la biomasse venant en deuxième et le solaire étant vu comme un relais de croissance futur qui s'amorce dès aujourd'hui. L'hydraulique est arrivée à saturation dans ces pays. Leader européen en matière d'énergies renouvelables grâce à l'hydraulique, le groupe EDF a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables et en particulier la production éolienne. EDF entend aussi favoriser l'émergence de nouvelles technologies en lien avec la R&D et développer les capacités de production dans les filières « Éolien », « Hydraulique », « Solaire », « Biomasse », « Biocarburants » et « Géothermie ». Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la politique de Développement Durable du Groupe (voir section 6.4.3.2 (« La politique environnementale ») ci-dessous). Enfin, EDF favorise le développement des énergies réparties comme les pompes à chaleur et le bois.

#### 6.4.1.1.1 PRÉSENTATION DES ÉNERGIES NOUVELLES

**L'ÉNERGIE ÉOLIENNE**

L'éolienne ou aérogénérateur est un capteur de vent, dont la force actionne les pales d'un rotor couplé à une génératrice électrique. Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 4 GWh, selon la qualité du site et le type de machines. Le montant de l'investissement est d'environ 1,3-1,5 million d'euros par MW.

La progression de l'éolien a été particulièrement soutenue depuis 1997 en Europe avec l'adoption du Protocole de Kyoto et le renforcement dans certains pays des mesures de soutien à la production d'électricité à partir d'énergie éolienne.

Outre ses atouts dans le domaine éolien au travers d'EDF Energies Nouvelles, le groupe EDF dispose de compétences réparties dans différentes entités comme la Direction Recherche et Développement pour l'expertise et le suivi technique et la Direction Production – Ingénierie pour la gestion de projet, l'ingénierie et la maîtrise d'œuvre.

Enfin, les filiales EDF Energy et principalement Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation et de projets en développement.

L'ensemble industriel en exploitation au 31 décembre 2008 toutes filiales confondues s'élève à plus de 1 600 MW nets d'actifs détenus par des sociétés de projets dans lesquelles le Groupe a une participation majoritaire ou non (1 400 MW pour EDF Energies Nouvelles). Les zones géographiques prioritaires pour les développements futurs sont le Royaume-Uni et l'Italie, où existe un système de quota, la France, et enfin le reste de l'Europe et les États-Unis, avec l'objectif de constituer des masses critiques par pays où les rentabilités sont les plus intéressantes.

**L'ÉNERGIE SOLAIRE**

On distingue l'énergie solaire photovoltaïque (production d'électricité) de l'énergie solaire thermique (production de chaleur).

Les panneaux photovoltaïques ont été développés à l'origine pour les applications autonomes sans connexion aux réseaux électriques. Dans les dernières années, le marché du photovoltaïque, qui croît au rythme de 30 à 40 % par an, s'est surtout développé dans les applications raccordées aux réseaux sous l'impulsion des politiques en faveur des énergies renouvelables.

C'est la filiale EDF Energies Nouvelles qui porte principalement la stratégie de développement du groupe EDF dans les énergies nouvelles, directement pour la production centralisée et via la sous-filiale EDF Energies Nouvelles Réparties (50 % EDF Energies Nouvelles, 50 % EDF) pour tout ce qui concerne les productions intégrées au bâti (photovoltaïque en toiture, solaire thermique, pompes à chaleur et énergie bois). EDF Energies Nouvelles Réparties porte également la politique amont (sécurisation de l'approvisionnement en silicium et production de technologies innovantes) d'EDF Energies Nouvelles dans le photovoltaïque.

Le groupe EDF offre ainsi des solutions à partir d'énergies renouvelables à des clients résidentiels, industriels et à des clients de type collectivité locale. L'objectif est de se positionner sur le relais de croissance futur constitué par des offres intégrées résidentiel-tertiaire-collectivités locales à base de solaire photovoltaïque, solaire thermique, pompes à chaleur et énergie bois.

Face aux deux enjeux majeurs du photovoltaïque que sont l'approvisionnement en silicium de qualité photovoltaïque et la baisse de son coût, EDF investit dans la recherche sur les technologies d'avenir : nouveaux procédés de purification du silicium et mise au point des cellules photovoltaïques correspondantes, nouveaux procédés de fabrication de modules photovoltaïques, projet R&D ambitieux pour le développement des technologies photovoltaïques de type « couches minces » (projet CISEL) (voir chapitre 11 (« Recherche et développement, brevets et licences »)).

#### 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 du globe, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, eau ou 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 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 d'énergie. Une circulation d'eau est entretenue entre deux puits forés dans le sol : l'eau versée dans l'un des puits se réchauffe au passage dans les roches sèches et ressort sous forme de vapeur (« enthalpie »).

Les ressources de haute température de la France sont situées dans les départements d'Outre-mer. Le groupe EDF est présent dans cette activité notamment à travers sa participation dans la société Géothermie Bouillante (détenue à hauteur de 30 %) en Guadeloupe.

#### La biomasse

Les technologies à base de biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Ainsi, à côté de l'hydraulique, de l'éolien et de la géothermie, la biomasse peut également contribuer à l'objectif de développement des énergies renouvelables.

Par le biais de ses participations, notamment dans la société Dalkia, le groupe EDF détient des parts en France et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible.

EDF Energies Nouvelles possède une usine (Lucena) d'une capacité de 26 MW en Espagne, dont 13 MW de biomasse et 13 MW de co-génération et développe des projets en France et en Italie.

#### Autres technologies

En anticipation et prise de position sur des solutions technologiques nouvelles, le groupe EDF consacre un effort de recherche et développement important sur des sujets porteurs de relais de croissance à moyen terme : hydrolien (turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins, de la même façon que les éoliennes exploitent l'énergie des courants aérologiques) et gazéification de biomasse notamment, en plus des sujets déjà évoqués (photovoltaïque film mince, géothermie profonde).

En octobre 2008, le groupe EDF a retenu la société irlandaise OpenHydro Group Ltd pour construire les premières hydroliennes sur le site de Paimpol-Bréhat (Côtes d'Armor), dans le cadre de son projet pilote de réalisation de ferme hydrolienne pour produire de l'électricité à partir de l'énergie contenue dans les courants de marées. La coopération avec OpenHydro porte sur l'installation de 4 à 10 hydroliennes, d'une capacité totale de 2 à 4 MW, qui devraient être raccordées progressivement au réseau de distribution d'électricité à partir de 2011. La technologie retenue pour ces hydroliennes ne nécessite pas de travaux sous-marins. Totalement immergées et faciles à déplacer, elles peuvent être néanmoins émergées pour des opérations de maintenance. Le démonstrateur mis en place à Paimpol-Bréhat permettra de tester la technologie en conditions réelles et d'évaluer précisément son impact sur le milieu marin dans le cadre de différentes études. La zone de Paimpol-Bréhat, qui bénéficie de courants dont les niveaux d'intensité sont parmi les plus élevés de France, pourrait accueillir, dans l'avenir, d'autres essais de technologies pilotés par EDF. L'engagement de ce projet illustre l'implication du groupe EDF en faveur du développement des énergies de la mer et sa volonté de renforcer ses compétences et de contribuer au développement d'une filière industrielle à l'horizon 2020, aux côtés, notamment, de l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer).

### 6.4.1.1.2 EDF ENERGIES NOUVELLES

L'engagement d'EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Energies Nouvelles (anciennement SIIF-Energies).

#### (a) Historique de la participation du groupe EDF dans EDF Energies Nouvelles

En octobre 2000, EDF a pris une participation de 35 % au capital de SIIF-Energies, société créée en 1990 dans le but d'exploiter des centrales thermiques et hydroélectriques. En décembre 2002, EDF a porté sa participation à 50 % du capital de cette société.

EDF Energies Nouvelles a été introduite en bourse en novembre 2006. Ses actions ont été admises à la cotation sur l'Eurolist d'Euronext Paris S.A. le 28 novembre 2006. À l'issue de l'introduction en bourse, le capital d'EDF Energies Nouvelles est réparti de la façon suivante : 50 % détenu par EDF, 25,09 % détenu par le groupe Mouratoglou et 24,91 % dans le public (y compris les salariés).

Afin d'organiser leurs relations à l'issue de l'introduction en bourse d'EDF Energies Nouvelles, le groupe EDF et Monsieur Pâris Mouratoglou ont conclu un pacte d'actionnaires ayant pour objet de définir le projet d'entreprise d'EDF Energies Nouvelles, de préciser la répartition des sièges au Conseil d'administration de la société, les règles de gouvernance ainsi que les engagements relatifs au transfert par Monsieur Pâris Mouratoglou et SIIF Luxembourg (le « groupe Mouratoglou »), de tout ou partie de leurs titres EDF Energies Nouvelles. Les stipulations du pacte sont entrées en vigueur au jour de l'admission des actions EDF Energies Nouvelles aux négociations sur le marché Eurolist d'Euronext Paris.

Aux termes du pacte d'actionnaires et de la convention conclue en juillet 2006, le groupe EDF dispose, sous certaines conditions, d'un droit de préférence en cas de transfert de tout ou partie de la participation du groupe Mouratoglou à un tiers identifié. En outre, dans l'hypothèse où la participation du groupe Mouratoglou dans EDF Energies Nouvelles deviendrait inférieure à 10 % du capital d'EDF Energies Nouvelles (à l'issue de l'introduction en bourse), le pacte prévoit que le groupe Mouratoglou pourrait imposer à EDF de lui racheter le solde de sa participation par le biais d'une option de vente envers EDF. Réciproquement, à défaut d'exercice par le groupe Mouratoglou de l'option de vente, le groupe EDF pourra obliger le groupe Mouratoglou à lui céder le solde de sa participation dans EDF Energie Nouvelles par le biais d'une option d'achat envers le groupe EDF. Enfin, Monsieur Pâris Mouratoglou s'est engagé, aux termes du pacte d'actionnaire, à ne pas exercer d'activité concurrente à celle d'EDF Energies Nouvelles et ses filiales sur le territoire français ainsi que dans tous les pays où la société exerce ou exercera ses activités, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'une filiale.

En raison de l'existence du pacte d'actionnaires, les groupes EDF et Mouratoglou ont déclaré, le 13 novembre 2006, à l'AMF agir de concert vis-à-vis d'EDF Energies Nouvelles.

Le 3 septembre 2008, EDF Energies Nouvelles a lancé une augmentation de capital de 500 millions d'euros avec maintien du droit préférentiel de souscription afin de financer son développement dans la filière solaire photovoltaïque. Les principaux actionnaires de la société, le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, ont souscrit à l'augmentation de capital à hauteur de leurs participations respectives, soit au total 75,1 % du capital. Ainsi à l'issue de l'opération, la répartition du capital d'EDF Energies Nouvelles est inchangée : 50 % détenu par EDF, 25,10 % détenu par le groupe Mouratoglou et 24,90 % dans le public (y compris les salariés). L'opération s'est traduite par l'émission de 15 513 683 actions nouvelles.

Dans ce cadre, et compte tenu de son intention d'accélérer son développement dans le solaire photovoltaïque, EDF Energies Nouvelles a décidé de revoir à la hausse son objectif de capacité nette installée présenté à l'occasion de son introduction en Bourse, soit 3 000 MW de capacité nette installée fin 2011 et de le porter à 4 000 MW fin 2012, dont 500 MWc de solaire.

### (B) Activités d'EDF Energies Nouvelles

EDF Energies Nouvelles exerce plusieurs activités :

- développement, construction et exploitation d'actifs de production d'électricité, à partir d'énergies renouvelables ;
- vente à des tiers d'actifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qu'elle a développés et construits ;
- exploitation et maintenance de parcs éoliens pour le compte de tiers et pour compte propre principalement aux États-Unis.

EDF Energies Nouvelles est présent en Europe dans les pays disposant d'un fort potentiel de développement des énergies renouvelables et particulièrement de l'éolien (France, Portugal, Grèce, Royaume-Uni, Italie et Turquie) ainsi qu'en Amérique du Nord (Canada, États-Unis) et au Mexique. EDF Energies Nouvelles est également présent en Belgique, en Espagne, en Allemagne et en Bulgarie.

Le tableau suivant présente la capacité installée d'EDF Energies Nouvelles par filière et par pays au 31 décembre 2008 :

| (Capacité installée en MW au 31 décembre 2008) | Brute[1] | Nette[2] |
|---|---|---|
| ÉOLIEN | | |
| France | 263,4 | 223,7 |
| Portugal | 475,8 | 283,0 |
| Grèce | 149,4 | 145,1 |
| Italie | 234,1 | 111,2 |
| Royaume-Uni | 143,2 | 123,2 |
| Turquie | 49,0 | 12,2 |
| Allemagne | 3,0 | 3,0 |
| États-Unis | 712,7 | 486,7 |
| **Total Éolien** | **2 030,6** | **1 388,1** |
| SOLAIRE | 20,8 | 12,9 |
| HYDRAULIQUE | 128,4 | 101,4 |
| AUTRES FILIÈRES | 95,5 | 62,0 |
| **TOTAL** | **2 275,3** | **1 564,4** |

*(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Energies Nouvelles est actionnaire.*
*(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Energies Nouvelles.*

Outre l'éolien, EDF Energies Nouvelles a fait du solaire photovoltaïque son deuxième axe de croissance (avec 20,8 MWc bruts installés au 31 décembre 2008). La société est également présente dans la petite hydraulique (avec 128,4 MW bruts installés au 31 décembre 2008) et la biomasse, avec 26 MW bruts installés au 31 décembre 2008. EDF Energies Nouvelles exploite également, dans le cadre de ses activités historiques, des centrales thermiques et de cogénération (69,5 MW bruts installés au 31 décembre 2008).

Au cours de l'exercice 2008, EDF Energies Nouvelles a poursuivi à un rythme soutenu son développement dans l'éolien, axe principal de sa croissance et accéléré son développement dans la filière solaire.

Au Portugal, EDF Energies Nouvelles a mis en service le parc de Ventominho, le plus grand parc éolien terrestre d'Europe, d'une capacité de 240 MW, ainsi que les deux premières tranches du parc d'Arada (92 MW sur une capacité totale de 112 MW). En France, des parcs de très grande envergure ont également été mis en service : Salles-Curan (87 MW), Chemin d'Ablis (52 MW) et Villesèque (51 MW). En Italie, la Société a mis en service le parc de Campidano (70 MW). En Grèce, le parc d'Imerovigli (30 MW) et l'extension de Profitis Ilias (8 MW) ont été mis en exploitation. Enfin au Royaume-Uni, le Groupe a mis en service les parcs de Walkway (14 MW) et de Bicker (26 MW). Aux États-Unis, le Groupe a mis en service le parc de Wapsi North (100,5 MW bruts dans le Minnesota) pour compte propre au cours de l'année 2008. Par ailleurs, trois parcs ont été construits pour

compte de tiers et livrés en 2008 : Goodnoe (94 MW), Walnut (153 MW) et Grand Meadows (100,5 MW).

Au total sur 2008, EDF Energies Nouvelles a mis en service 813 MW de capacité éolienne (dont 517 MW nets) et possède, au 31 décembre 2008, 888 MW en construction (dont 560 MW nets) et un portefeuille de projets éoliens s'élevant à 14 494 MW. Par ailleurs plus de 500 MW de contrats de Développement-Vente d'Actifs Structurés ont été signés en 2008 avec des compagnies électriques américaines pour des livraisons de parcs prévues entre 2009 et 2011. EDF Energies Nouvelles a également conclu avec plusieurs sociétés américaines de nouveaux contrats d'exploitation-maintenance portant sur 2 139 MW.

Au Canada, le consortium Saint Laurent Energies dont EDF Energies Nouvelles détient 60 %, a été choisi par Hydro-Québec pour la construction de cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 954 MW.

Dans le cadre de son développement international, EDF Energies Nouvelles a pris une participation de 50 % en décembre 2008, dans le capital de la société Polat Enerji, l'un des principaux développeurs éoliens en Turquie.

L'année 2008 a également été marquée par une accélération du développement de la filière solaire photovoltaïque, devenue le deuxième axe de développement prioritaire d'EDF Energies Nouvelles. Le marché du solaire photovoltaïque, stimulé par des politiques incitatives, bénéficie d'évolutions technologiques rapides et connaît une forte croissance. Des contrats d'approvisionnement de modules destinés à la construction de fermes solaires ont été signés afin de couvrir les besoins à court et moyen terme. Le plus important de ces contrats a été signé avec la société First Solar portant à 352 MWc le volume total de panneaux commandés auprès de First Solar pour la période 2009-2012. EDF Energies Nouvelles a également signé en 2008 un contrat avec la société américaine Nanosolar lui donnant accès à une partie de sa production de panneaux solaires à partir de 2009 et pris une participation dans la société via sa filiale EDF Energies Nouvelles Réparties.

EDF Energies Nouvelles développe des projets solaires, au sol et en toiture, principalement en France, en Italie, en Grèce, en Espagne, aux États-Unis et au Canada. Les fermes sont construites pour compte propre ou pour compte de tiers.

En 2008, EDF Energies Nouvelles a construit et mis en service 20 MWc de projets solaires dont la centrale de Narbonne dans le sud de la France d'une capacité de 7 MWc. Au 31 décembre 2008, EDF Energies Nouvelles possédait 21 MWc de capacité solaire installée et 29 MWc en construction.

EDF Energies Nouvelles employait 1 723 personnes (y compris EDF Energies Nouvelles Réparties) au 31 décembre 2008.

### 6.4.1.1.3 AUTRES PARTICIPATIONS DANS LE SECTEUR DES ÉNERGIES NOUVELLES

#### EDF Energies Nouvelles Réparties (EDF ENR)

La société EDF ENR, détenue à 50 % par EDF et 50 % par EDF Energies Nouvelles, porte le développement d'EDF dans le domaine des énergies renouvelables produites sur le lieu de consommation (photovoltaïque en toiture, chauffe-eau solaires, pompes à chaleur et chauffages bois). EDF ENR intervient ainsi sur 3 registres complémentaires :

- en tant que société développant un modèle d'affaires sur des offres packagées de fourniture d'énergies réparties ;
- en tant que holding financière pour les filiales d'EDF intervenant sur les énergies renouvelables réparties et sur la partie amont du photovoltaïque : Supra, Ribo, Tenesol, Photon Power Technologies, Giordano, Gaïapac (société commune à 50 % EDF ENR et à 50 % Stiebel Eltron), une société commune récemment créée avec Imérys Terre cuite (50/50) pour le développement des tuiles solaires ;
- en tant que partenaire industriel dans le développement de nouveaux procédés photovoltaïques : Apollon Solar, PV Alliance et Nanosolar.

#### Tenesol

EDF ENR contrôle 50 % du groupe Tenesol, conjointement avec Total, qui fabrique et commercialise dans le monde des systèmes photovoltaïques.

Au Maroc, en Afrique du Sud et au Mali, Tenesol est présent dans des sociétés d'électrification rurale visant à équiper plus de 80 000 foyers en kit photovoltaïques.

#### SUPRA

La Société SUPRA, détenue à 82,41 % par EDF ENR, fabrique, notamment sous les marques Supra et Richard Le Droff, des cheminées, des foyers fermés et des poêles à bois. Son acquisition traduit la volonté du groupe EDF de développer l'énergie produite à partir du bois, première énergie renouvelable dans le bâti.

#### TIRU

TIRU est une filiale à 51 % du groupe EDF (le reste de l'actionnariat étant réparti entre GDF Suez à 25 % et Veolia à 24 %), spécialisée dans la valorisation énergétique des déchets sous forme d'électricité et de vapeur destinée au chauffage urbain ou à des usages industriels. Pionnier des énergies renouvelables, TIRU est depuis sa création en 1922 un producteur d'énergie verte. Il exerce son activité principalement en prestations pour le compte de collectivités locales et regroupements inter-communaux, ainsi que de partenaires industriels. En 2007 (les données pour 2008 n'étant pas publiées à la date de dépôt du présent Document de Référence), ses 22 unités de traitement thermique (incinération) ou biologique (méthanisation), présentes en France, Grande-Bretagne, Espagne et Canada, ont produit 560 000 MWh d'électricité et 2 700 000 MWh de vapeur à partir de 4 millions de tonnes de déchets traités. En France, l'énergie verte issue des déchets constitue, en volume de production, la deuxième source d'énergie renouvelable après l'hydraulique.

Les unités de traitement, en valorisant la biomasse (déchets organiques - déchets verts) contenue chaque jour dans les poubelles, contribuent à lutter contre l'effet de serre. À chaque fois que TIRU valorise 1 tonne de déchets ménagers, 0,2 tonne de pétrole est économisée. Ainsi chaque année, en brûlant 4 millions de tonnes de déchets, 2,2 millions de barils de pétrole sont économisés. Par ailleurs, la valorisation des déchets permet également, selon les process mis en œuvre, de trier et recycler métaux (60 000 tonnes), mâchefers (490 000 tonnes), déchets (170 000 tonnes). TIRU constitue donc une des sociétés du groupe EDF impliquées dans le développement de la filière énergies renouvelables.

#### Photon Power Technologies

Photon Power Technologies est détenue à 51 % par EDF ENR depuis fin janvier 2009 (contre 20 % à fin décembre 2008). Elle intervient, via sa filiale à 100 % Photon Technologies SAS, dans la commercialisation et l'installation de systèmes photovoltaïques pour le compte d'EDF ENR chez les clients particuliers, et pour son compte propre dans le secteur du marché d'affaires. Elle porte également, via sa filiale Photon Power Industries une participation dans le projet Silpro de construction d'une usine de purification du silicium en Provence. Dans le contexte actuel de crise financière et de baisse de la demande de silicium, Silpro a fait face à d'importantes difficultés de financement, qui l'ont finalement contrainte à demander et obtenir son redressement judiciaire le 7 avril 2009.

#### Ribo

Ribo est détenue à 100 % par EDF ENR et développe des systèmes de chauffage utilisant les pompes à chaleur air/air destinés aux logements individuels (maisons neuves ou en rénovation lourde) et collectifs (réhabilitation du chauffage électrique en secteur social).

#### Giordano

EDF ENR détient 25 % de cette société qui intervient principalement sur le solaire thermique (chauffe-eau solaires).

#### Gaïapac

Cette société commune avec Stielbel Eltron (50/ 50) produit des pompes à chaleur air/eau haute performance, produit qui vient en substitution des chaudières fioul ou gaz dans les maisons dotées d'un système de chauffage à boucle d'eau chaude.

#### JV EDF ENR – Imerys

Cette société commune avec Imérys Terre Cuite (50/ 50) développe un système de tuile solaire pour le compte de ses deux actionnaires.

### 6.4.1.2 ELECTRICITÉ DE STRASBOURG

Electricité de Strasbourg est une société anonyme, détenue à hauteur de 89,07 % par EDF, et dont les actions sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris. Le solde des actions est détenu par le public.

Electricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 376 communes bas-rhinoises avec 376 contrats de concession qui ont été renouvelés entre 1993 et 1999 pour une durée de 40 ans et dessert environ 80 % de la population du département du Bas-Rhin. Au titre de son activité de distribution d'électricité, Electricité de Strasbourg est soumise aux contraintes légales et opérationnelles liées à l'ouverture des marchés et a ainsi institué au 1er janvier 2004 un gestionnaire de réseaux de distribution indépendant au sein de l'entreprise intégrée.

Conformément aux termes de la Loi relative au secteur de l'énergie, qui demande aux entreprises de plus de 100 000 clients de procéder à une séparation juridique des activités de gestionnaire des réseaux et de fourniture d'énergies, Electricité de Strasbourg a décidé de filialiser son activité de commercialisation. Cette filialisation est en cours à la date de dépôt du présent Document de Référence.

Electricité de Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 470 000 clients. Electricité de Strasbourg a vendu 6,6 TWh d'électricité et 0,5 TWh de gaz en 2008.

Electricité de Strasbourg en tant qu'ELD bénéficie de conditions d'achat spécifiques (fixées par un tarif particulier, dit tarif de cession) pour sa clientèle régulée. En revanche, pour les autres clients, l'approvisionnement se réalise à des conditions relevant de la logique du marché de l'énergie (en opérant sur les marchés de gré à gré et sur Powernext), étant entendu que pour environ 42 % de ses besoins, Electricité de Strasbourg a pu conclure des contrats à long terme d'accès à la production.

Electricité de Strasbourg met en œuvre depuis début 2008 son plan de développement stratégique 2008-2012.

### 6.4.1.3 DALKIA

Leader sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia a réalisé un chiffre d'affaires géré global de 8 256,8 millions d'euros en 2008 (périmètre géré : 100 % du chiffre d'affaires de Dalkia et ses filiales) (source : rapport annuel Dalkia 2008). Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'un excellent maillage commercial en France et d'une forte implantation en Europe.

#### ACTIVITÉS DE DALKIA

Le métier de Dalkia repose sur la gestion optimisée des énergies. Dalkia a progressivement décliné une gamme d'activités autour de la gestion énergétique : réseaux de chaleur et de froid, services thermiques et multitechniques, utilités industrielles, installation et maintenance d'équipements de production, services intégrés de gestion globale de bâtiments et prestations électriques sur voie publique.

Dalkia promeut les énergies renouvelables et les énergies alternatives telles que la cogénération, la biomasse, la chaleur produite par l'incinération des déchets ménagers, la chaleur récupérée au cours des processus industriels ou l'énergie géothermique.

#### DÉTAIL DE LA PARTICIPATION D'EDF DANS LA HOLDING DE DALKIA

Au 31 décembre 2008, EDF détient une participation de 34 % du capital et des droits de vote de la société holding de Dalkia, constituée sous forme de société par actions simplifiée. Le groupe EDF détient cette participation depuis décembre 2000 après avoir réalisé des opérations incluant l'apport en nature de certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia. Le solde du capital de Dalkia est détenu, à hauteur de 66 %, par Veolia Environnement, société dont les actions sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext et sur le NYSE. EDF détient 3,87 % du capital de Veolia Environnement au 31 décembre 2008.

#### PACTE D'ASSOCIÉS

Le pacte d'associés conclu le 4 décembre 2000 entre EDF et Veolia Environnement, modifié par un avenant en date du 19 avril 2005, contient une clause de changement de contrôle en vertu de laquelle chaque partenaire bénéficie du droit de racheter à l'autre, s'il venait à être contrôlé par un tiers concurrent, la totalité de sa participation dans Dalkia. Il confère également à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acquéreur.

### 6.4.1.4 AUTRES PARTICIPATIONS

Enfin, outre des participations au sein d'ELD (SMEG, Enercal, Electricité de Mayotte, EDSB), le groupe EDF détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifiques — production, combustible, ingénierie — aux missions du Groupe, et plus particulièrement de la Direction Production-Ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France. Ces sociétés sont les suivantes :

- COFIVA, holding du groupe EDF spécialisée dans l'ingénierie ;
- SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustible pour le compte du groupe EDF ;
- SOCODEI, spécialisée dans le traitement des déchets faiblement radioactifs ;
- FAHRENHEIT, société acquise en juin 2006, développe une activité de services de dépannage et d'entretien de matériels de chauffage et de climatisation sur le marché grand public.

## 6.4.2 Activités Gaz

Le groupe EDF est présent sur le marché final du gaz naturel principalement au travers d'EDF Energy (Royaume-Uni), EnBW (Allemagne), Edison

(Italie), EDF Belgium (Belgique) et EDF en France (voir sections 6.3.1.1.2 (« EDF Energy »), 6.3.1.2 (« Allemagne — EnBW »), 6.3.1.3.1 (« Edison »)). Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour des opérations notamment relatives aux interventions sur les marchés de gros.

En 2008, l'activité gaz naturel du Groupe a porté sur un total de 285 TWh[1], ce qui le place parmi les acteurs significatifs du marché gazier européen en termes de volumes manipulés. Environ 60 % de ce gaz correspondent à des ventes auprès de clients. Les 40 % restant ont été utilisés dans les centrales du Groupe pour produire de l'électricité.

### 6.4.2.1 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE DU MARCHÉ EUROPÉEN DU GAZ NATUREL

Le contexte réglementaire du marché du gaz fait l'objet de développements spécifiques à la section 6.5.2 (« Législation relative au marché du gaz »).

### 6.4.2.2 ORIENTATIONS DU GROUPE EDF DANS LE DOMAINE DU GAZ NATUREL

Le Groupe entend continuer à développer ses activités gazières en France et en Europe. Ainsi, le Groupe souhaite conforter sa place d'acteur de taille européenne sur le marché du gaz.

Le Groupe a un objectif de part de marché moyenne des ventes en volumes aux clients finals sur la zone regroupant France, Royaume-Uni, Allemagne et Italie proche de 15 % à terme.

En France, le Groupe poursuit une stratégie commerciale qui vise à fidéliser les clients les plus attractifs et à accroître la valeur de son portefeuille client, tout en s'inscrivant dans la démarche du Grenelle de l'environnement :

- en ciblant les clients à forte valeur ;
- en répondant aux attentes exprimées des clients d'offres bi-énergie électricité-gaz ; et
- en capitalisant sur l'expérience du Groupe, et notamment sur « Bleu Ciel d'EDF » pour le marché des clients résidentiels.

Les ventes de gaz naturel en France ont atteint environ 19 TWh en 2008, soit une croissance annuelle de 7 %. Au 31 décembre 2008, environ 417 900 clients, des particuliers jusqu'aux grands comptes, ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel.

En Allemagne, en Italie et au Royaume-Uni, le développement des ventes s'appuie sur une démarche plus offensive. En Belgique, EDF n'a pas été retenu pour acquérir la société Distrigaz et, compte tenu de l'exercice par Centrica de son droit de préemption, le Groupe n'a pas pu acquérir la participation de Gaz de France dans la société SPE. Les ventes de gaz ont continué à progresser par l'intermédiaire d'EDF Belgium. EDF développe aux Pays-Bas une centrale à cycle combiné au gaz naturel avec la société Delta.

Afin d'accompagner le développement de ses activités gazières, le Groupe entend sécuriser ses approvisionnements par la poursuite de la constitution d'un portefeuille diversifié, sûr et flexible d'actifs physiques et contractuels aussi bien liés à l'obtention de gaz naturel (contrats d'achat, réserves) qu'aux capacités logistiques (gazoducs, chaîne GNL, stockage).

Le Groupe a retenu une approche géographique complémentaire à partir des projets historiques d'Edison en Europe du Sud-Est et à partir de nouveaux projets développés par ses différentes entités en Europe du Nord-Ouest. Les projets engagés ou futurs visent à permettre au Groupe de conclure des négociations directes auprès des producteurs, lui permettant d'accroître son indépendance à l'égard de ses concurrents pour ses approvisionnements et d'en améliorer la compétitivité. Ils devraient également élargir le potentiel de synergies intra-groupe dans la gestion et l'optimisation de ses positions amont[2]/aval[3]. Par ailleurs, l'augmentation du volume manipulé lui permettra d'accroître sa capacité de négociation vis-à-vis des grands fournisseurs.

Face aux incertitudes fortes qui pèsent tant sur la demande future de gaz que sur la disponibilité de gaz à l'horizon moyen terme, EDF entend proposer aux producteurs des partenariats innovants en s'appuyant sur ses compétences et son savoir-faire. Dans cet esprit, EDF et l'État du Qatar ont signé, le 14 janvier 2008, un protocole d'accord qui prévoit des collaborations dans le domaine de l'énergie. Au titre de cet accord conclu entre le leader mondial du GNL et le leader mondial du nucléaire, EDF accompagnera le Qatar dans ses réflexions sur le recours au nucléaire civil et sur le développement des énergies renouvelables. En outre, EDF et la société Qatar Petroleum International envisageront des prises d'intérêts en commun dans des projets gaziers développés par le groupe EDF en Europe et des partenariats de long terme dans la recherche d'autres opportunités. Ce partenariat vient compléter les relations existantes entre le Qatar et le groupe EDF portant sur les terminaux méthaniers de Rovigo et de Zeebrugge.

### 6.4.2.3 LA SÉCURISATION DES APPROVISIONNEMENTS GAZIERS

Afin de sécuriser ses approvisionnements, EDF a diversifié son portefeuille d'approvisionnement et s'appuie sur des contrats d'achats long, moyen et court terme, sur de la production de gaz ainsi que sur des interventions sur les marchés de gros grâce à l'appui d'EDF Trading. En parallèle, EDF dispose de droits contractuels diversifiés, directement ou par l'intermédiaire d'EDF Trading, dans des gazoducs en projet (Pays-Bas et Belgique notamment) et existants (interconnexion entre le Royaume-Uni et la Belgique par exemple) ainsi que pour le déchargement de cargaisons GNL dans les terminaux méthaniers de Montoir de Bretagne, de Zeebrugge et dans le futur terminal méthanier de Fos Cavaou.

En 2008, EDF a enrichi son portefeuille de contrats d'achat de gaz par la signature d'un contrat d'approvisionnement de GNL portant sur un volume annuel d'1 Gm³ à compter d'avril 2009, auprès du groupe espagnol Gas Natural. Le 18 décembre 2008, EDF a réalisé sa première acquisition d'actifs de production de gaz en signant avec ATP Oil & Gas UK, filiale de la compagnie pétrolière américaine ATP Oil & Gas Corporation (ATPG), un accord pour l'acquisition de ses participations dans des actifs gaziers situés en mer du Nord britannique. Le volume des réserves est estimé au total à environ 3 milliards de m³. Enfin, le 30 octobre 2008, EDF Trading a fait l'acquisition de la société Eagle Energy Partners, active dans le trading de gaz aux États-Unis, permettant au Groupe de poser les jalons d'une présence outre-Atlantique.

Le Groupe poursuit la construction progressive d'un portefeuille de positions gazières selon la double approche géographique retenue :

- Principaux développements au nord-ouest de l'Europe

Suite au Débat Public mené fin 2007, EDF a confirmé en juillet 2008 la poursuite des études pour le projet de terminal méthanier de Dunkerque initié en 2006. À cette occasion, le périmètre des installations terrestres a été redéfini afin de réduire au maximum l'impact sur l'écosystème et de préserver la faune et la flore locales. L'avancée des études a permis d'affiner la capacité annuelle du terminal avec une cible de 9 à 10 Gm³ pour la phase 1 qui devrait être opérationnelle vers 2014.

1 Ventes et autoconsommations dans des centrales de production d'électricité et/ou de chaleur des sociétés EDF Energy, EnBW, Edison, EDF et BE ZRt (Hongrie) prises à 100 %, c'est-à-dire non corrigées du pourcentage de participation (y compris minoritaires). L'activité gaz d'EDF Trading n'est pas considérée dans ces chiffres, ni les ventes du gaz produit par Edison hors d'Italie.

2 Contrats d'achat, production de gaz, acheminement, modulation et achats sur les marchés de gros.

3 Engagements de fourniture auprès des clients finals, alimentation des centrales électriques et ventes sur les marchés de gros.

En Allemagne, EDF et EnBW poursuivent le développement conjoint de leur projet de stockage en cavités salines à Etzel pour un volume utile à terme d'environ 0,4 $Gm^3$. La mise en service des premières cavités est prévue fin 2011.

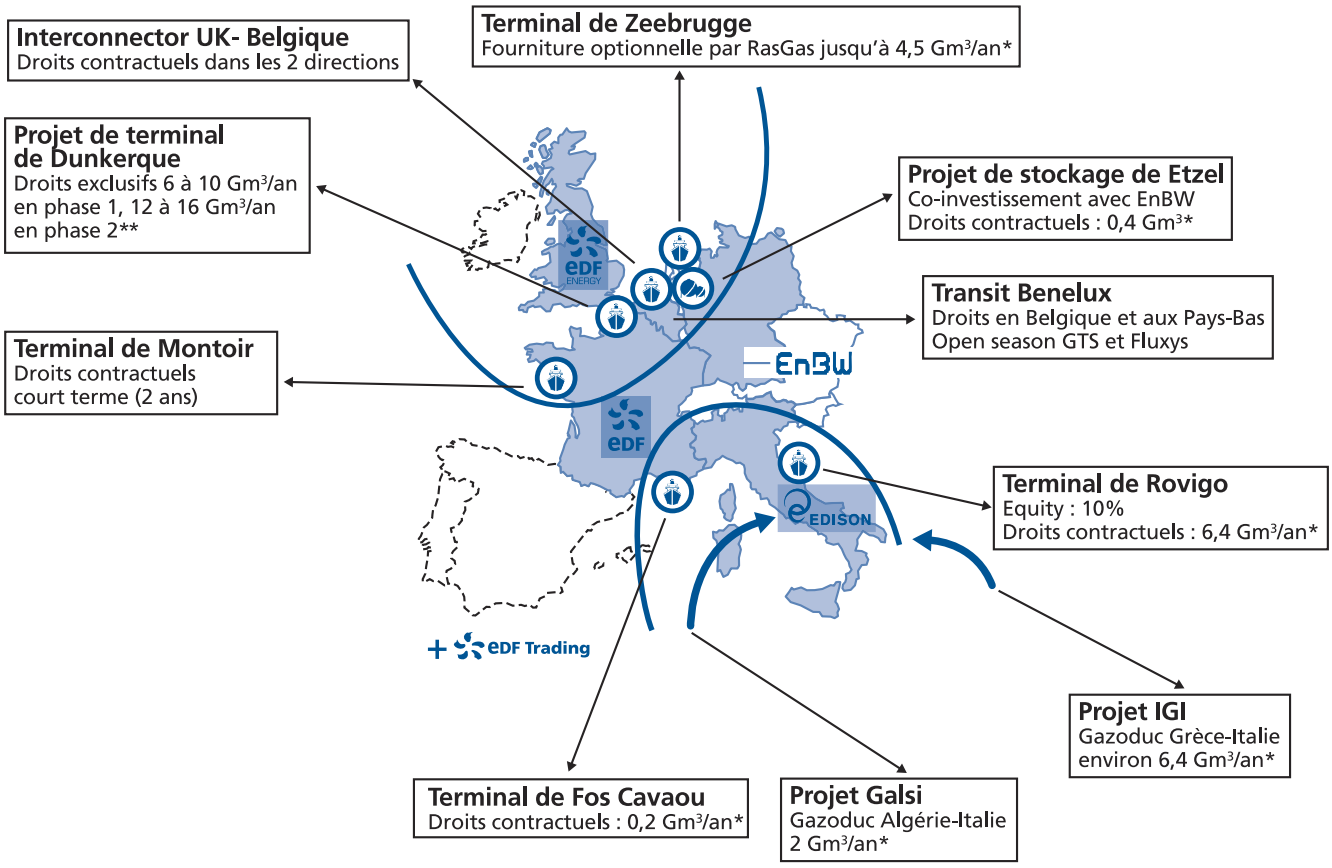
• Principaux développements au sud de l'Europe

La structure du terminal méthanier offshore de Rovigo devrait être utilisée par Edison dès sa mise en service en 2009 pour un volume de gaz en provenance du Qatar de 6,4 $Gm^3$ par an pendant 25 ans.

Edison est engagé par ailleurs dans deux projets de gazoduc : l'IGI entre la Grèce et l'Italie d'une capacité de 8 $Gm^3$ par an et le Galsi entre l'Algérie et l'Italie d'une capacité totale de 8 $Gm^3$ par an.

EDF a formé en juin 2007 un groupement avec Distrigaz SA, ENI Spa et Essent Energy Trading BV, groupement pour lequel il a joué le rôle de soumissionnaire, afin de réserver les 0,825 $Gm^3$ de capacité libérée pour 3 ans au titre de l'accès des tiers aux infrastructures dans le terminal de Fos Cavaou. Par cet accord, EDF disposera d'une capacité annuelle de l'ordre de 0,2 $Gm^3$ à la mise en service du terminal. Initialement prévue en 2008, celle-ci a été retardée par les développeurs du projet.

## Avancées dans la mise en œuvre de la stratégie gaz




*Droits détenus par EDF ou ses filiales
**Capacité totale du projet

## 6.4.3 Politique de Développement Durable & Service public

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte, dans toutes leurs dimensions, les problèmes tant environnementaux que sociaux. S'inscrivant très tôt dans la voie du Développement Durable, EDF en a fait aujourd'hui une véritable dimension de sa stratégie globale. Cet engagement en faveur du Développement Durable s'est ancré et s'est en permanence enrichi. En 2008, le Groupe a formalisé son action en faveur d'une politique de Développement Durable qui répond aux grands enjeux de l'entreprise. Cette action se traduit par une politique environnementale axée sur la lutte contre le changement climatique et la protection de la biodiversité ainsi qu'une politique sociétale privilégiant l'accès à l'énergie, la responsabilité territoriale et l'acceptabilité de l'activité du groupe EDF. En outre, cette action s'appuie sur une relance de la démarche éthique engagée en 2007 et sur des dispositions de gouvernance adaptées à l'évolution du Groupe.

### 6.4.3.1 ÉTHIQUE ET GOUVERNANCE : L'ENGAGEMENT DE DÉVELOPPEMENT DURABLE D'EDF

#### 6.4.3.1.1 LES ENGAGEMENTS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE

Dès 2001, le Groupe s'engageait dans une démarche de Développement Durable à travers un « Agenda 21 » et souscrivait aux 10 principes de respect des droits de l'homme, de promotion des droits sociaux, de respect de l'environnement et de lutte contre la corruption, rassemblés dans le Pacte Mondial (Global Compact) initié par les Nations Unies.

En 2003, après un processus de concertation-consultation qui associait salariés et filiales, la démarche éthique a formalisé l'engagement du Groupe à respecter les cinq valeurs fondamentales de l'entreprise, qui constituent les valeurs du Développement Durable : respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité et exigence d'intégrité. Fin 2007, le Mémento éthique, nouveau référentiel établi par EDF et rassemblant dans un document unique (i) les principes d'action de l'entreprise et (ii) les lignes de conduite individuelle, a été diffusé et remis individuellement à chaque salarié. Pour renforcer le dispositif éthique, chaque entité opérationnelle est appelée à désigner un correspondant éthique chargé d'assister le management dans la promotion des valeurs de l'entreprise et dans la mise en œuvre concrète des engagements de respect des personnes et de solidarité. Ce correspondant éthique s'intègre au sein d'un réseau local en lien avec le dispositif d'alerte éthique assuré au niveau central par le Délégué éthique.

Depuis octobre 2008, l'engagement de Développement Durable du Groupe s'inscrit dans une véritable politique de Développement Durable qui se décline sur trois plans avec les objectifs prioritaires suivants :

1. Sur le plan environnemental, le groupe EDF entend rester le plus faible émetteur de $CO_2$ et gaz à effets de serre parmi les grands énergéticiens européens, adapter son parc et ses offres de produits et services aux incidences dues au changement climatique et réduire son impact environnemental, notamment sur la biodiversité.
2. Sur le plan sociétal, le Groupe souhaite favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité, préserver et développer sa solidarité à l'égard de ses territoires d'implantation et faire progresser la connaissance et le partage des grands enjeux énergétiques, environnementaux et sociétaux.
3. Sur le plan de la gouvernance et de la communication, le Groupe a pour objectif de faire de son dialogue avec les parties prenantes internes et externes le moyen d'approfondir et d'élargir les bases et les critères de son action, de rendre compte et de communiquer sur ses activités et ses performances au regard des objectifs fixés et des attentes de ses parties prenantes, ainsi que de contribuer au débat sur le Développement Durable au niveau national et international.

Cette politique de Développement Durable du Groupe constitue également le cadre dans lequel viennent s'inscrire des engagements plus spécifiques :

- en France, le contrat de service public (CSP) rassemble les engagements et les objectifs que le distributeur, le transporteur et le fournisseur d'énergie doivent réaliser au regard des missions de service public que l'État leur assigne (voir section 6.4.3.4 (« Service public en France »)) ;
- l'accord triennal de Groupe sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise, signé le 24 janvier 2005 avec les représentants du personnel. Cet accord prévoit des engagements et un suivi de nature éthique, sociale, environnementale et sociétale vis-à-vis des salariés pour les entités du Groupe signataires ;
- la politique environnementale, adoptée en juin 2005, et la politique de biodiversité adoptée en mai 2006, sont reprises et précisées dans le cadre de la politique Développement Durable du Groupe d'octobre 2008 ; il en est de même de la politique sociétale définie en novembre 2007 ;
- sur le plan social, EDF a adhéré en septembre 2006 à la Charte nationale de la Diversité. En octobre 2006, dans le cadre de l'accord RSE, a été conclu un accord social de trois ans relatif à la sous-traitance socialement responsable qui intègre des critères d'éthique et de responsabilité sociale dans l'acte d'achat (voir section 17.5 (« Égalité des chances »)).

#### 6.4.3.1.2 LES OUTILS DE MISE EN ŒUVRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE

La mise en œuvre des engagements de Développement Durable est une responsabilité managériale de premier rang qui s'exerce dans chacun des secteurs d'activité et dans chaque métier de l'entreprise.

Le Groupe s'appuie sur une Direction du Développement Durable dont la mission est de susciter, de coordonner, et d'accompagner les actions des Directions et des sociétés du Groupe visant la réalisation des engagements de la politique de Développement Durable et d'en assurer le reporting. Créé fin 2008, un Comité de Développement Durable (*Sustainable Committee*) réunit les responsables du Développement Durable des principales sociétés du Groupe, avec pour mission d'assurer la mise en œuvre de la politique du Groupe en recherchant la cohérence des actions et en respectant l'autonomie de chacune des composantes du Groupe.

Les dispositions pour la mise en œuvre de l'accord sur la responsabilité sociale d'entreprise (RSE) et son suivi s'articulent notamment autour d'un bilan annuel et d'un Comité de dialogue à l'échelle du Groupe (voir section 17.6.3 (« Dialogue social et représentation du personnel du Groupe »)).

Le Groupe s'appuie également sur un système de management environnemental (SME) déployé dans toutes les entités. La certification ISO 14001 obtenue en 2002, a été renouvelée en 2008 pour 3 ans. Le SME a été simplifié en 2006 de façon à ordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements de la politique environnementale du Groupe avec une animation assurée au travers d'un Directoire et de groupes thématiques. Il convient de relever que la moitié de l'intéressement (part du Groupe) du personnel d'EDF est calculée en fonction du degré d'atteinte des objectifs définis dans le programme de management environnemental qui prévoit 6 critères précis d'atteinte d'objectifs éthiques, environnementaux et sociaux.

Les projets importants du Groupe sont soumis, avant leur examen en Comité des Engagements et des Participations, à une revue permettant d'évaluer leur exposition aux risques de non-réalisation d'engagements de Développement Durable.

#### 6.4.3.1.3 DIALOGUE, TRANSPARENCE, ÉVALUATION

La mise en œuvre des diverses modalités permettant d'assurer les échanges et un dialogue de qualité avec l'ensemble des parties prenantes de son activité est une dimension essentielle de la politique de Développement Durable du groupe EDF. Chacune des sociétés du Groupe assure ces échanges selon les modalités qui conviennent, dans leur contexte socio-économique, aux relations qu'elles entendent développer. Pour EDF en France, ce dialogue intervient au niveau d'instances de concertation sur le périmètre des établissements industriels (tel que des Comités de liaison et d'information), ainsi qu'au travers des partenariats noués avec des organisations non gouvernementales.

Au niveau central, le Groupe a renouvelé en 2008 les instances de dialogue avec les personnalités qualifiées, extérieures et indépendantes, spécialistes d'un domaine relatif aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Le *Sustainable Development Panel*, présidé par une personnalité extérieure, joue un rôle de conseil sur les orientations du Groupe et fournit une appréciation critique de la mise en œuvre de son engagement en matière de Développement Durable.

L'engagement de Développement Durable est également un engagement de transparence vis à vis des parties prenantes qui se traduit par un processus de reporting exercé prioritairement auprès du Conseil d'administration dans le cadre du rapport annuel d'activité et du rapport Développement Durable. Il s'appuie sur les indicateurs définis sur la base des critères établis en référence à ceux de la *Global Reporting Initiative*. Le Groupe s'est engagé dans une démarche progressive de vérification par ses Commissaires aux comptes de la qualité de ces indicateurs extra-financiers. Pour l'exercice 2008, le Collège des Commissaires aux comptes a émis une attestation dite d'« assurance modérée » sur les données des entités auditées.

Les informations de Développement Durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extra-financière agissant pour le compte d'investisseurs. Depuis 2005, EDF a intégré l'indice ASPI, indice « éthique » regroupant 120 entreprises évaluées sur la base de leur performance de Développement Durable par l'agence de notation française Vigeo.

### 6.4.3.2 LA POLITIQUE ENVIRONNEMENTALE

Dans sa politique de Développement Durable formalisée en octobre 2008, le groupe EDF se veut ambitieux et exemplaire en matière de respect de l'environnement et détaille sa politique environnementale axée principalement sur la lutte contre le changement climatique et sur la maîtrise de ses impacts environnementaux, en particulier sur la biodiversité.

#### 6.4.3.2.1 CONTRIBUER À LA LUTTE CONTRE LE CHANGEMENT CLIMATIQUE

Peu émetteur de $CO_2$ grâce à son parc de production constitué d'une part importante de nucléaire et d'hydraulique, le groupe EDF s'engage à rester l'énergéticien de référence dans la lutte contre le changement climatique et dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il s'inscrit dans l'objectif européen de réduction d'au moins 20 % des émissions de $CO_2$ en 2020 par rapport à celles de 1990, dans le respect de la diversité des situations énergétiques locales. L'ambition de rester parmi les sept grands producteurs européens et d'être en même temps l'électricien le moins émetteur de $CO_2$ par kWh produit, est possible grâce à l'optimisation de l'exploitation de ses actifs de production existants et à l'important renouvellement de son parc. En parallèle, le Groupe cherche à aider ses clients à réduire leurs propres émissions de $CO_2$ à travers la création et la promotion d'offres commerciales éco-efficaces et de conseils pour une utilisation rationnelle de l'énergie. Un plan de réduction des émissions induites par les bâtiments et les flottes de véhicules d'EDF est également en préparation, ainsi qu'un programme de mobilisation du personnel en faveur de la lutte contre le changement climatique. Chaque société du Groupe se dotera d'une stratégie propre, s'inscrivant dans celle du Groupe mais adaptée à ses activités et au contexte énergétique dans lequel elle évolue.

##### 6.4.3.2.1.1 RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DE $CO_2$ DES OUTILS INDUSTRIELS DU GROUPE ET TOUT PARTICULIÈREMENT DE LA PRODUCTION

Le parc de production du groupe EDF est le premier par sa taille en Europe ; il est aussi un des moins émetteurs de $CO_2$, grâce à la forte proportion des énergies d'origine nucléaire et hydraulique dans son mix de production : en France, 95 % de la production électrique est sans émission de $CO_2$, ce qui porte le taux d'émissions spécifiques à moins de 50 g de $CO_2$/kWh, alors que la moyenne des États européens est d'approximativement 400 g de $CO_2$/kWh. Les émissions spécifiques du groupe EDF à l'échelle mondiale étaient en 2008 de 133 g de $CO_2$/kWh (estimations EDF).

EDF dispose de plusieurs leviers afin de réduire ses émissions de gaz à effet de serre, par exemple à court terme l'optimisation du parc de production actuel en intégrant le coût du carbone dans l'ordre d'appel des moyens de production ou en améliorant les performances d'exploitation du parc. Pour ce qui relève des actions à plus long terme, les principaux leviers sont constitués par l'adaptation de l'outil de production (renouvellement des centrales, préservation du potentiel hydraulique, développement des énergies renouvelables et déclassement des moyens les plus polluants).

Le développement des énergies renouvelables est au cœur de la stratégie du groupe EDF : l'objectif est de développer de manière durable et rentable les énergies renouvelables en Europe et dans le monde à travers la maîtrise industrielle des filières matures, la recherche d'innovation technologique pour les filières en devenir (par exemple les énergies marines) et la réalisation de programmes de recherche afin de faciliter l'intégration de ces énergies dans les réseaux de distribution et de transport.

Ces développements concernent aussi bien les moyens de production centralisée (comme la construction de la centrale hydroélectrique Nam Theun 2 au Laos) que décentralisée, en accompagnant les clients dans la production d'énergie sur les lieux de consommation. Le groupe EDF développe également ses positions dans l'énergie photovoltaïque sur l'ensemble de la chaîne de valeur : investissements de recherche dans la technologie du silicium, fabrication de panneaux avec sa filiale Tenesol, construction de centrales solaires au sol et lancement d'offres commerciales photovoltaïques.

##### 6.4.3.2.1.2 PROMOUVOIR L'ÉCO-EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET LES USAGES PERFORMANTS DE L'ÉLECTRICITÉ AUPRÈS DES CLIENTS

EDF a décidé de faire de l'éco-efficacité énergétique son positionnement de référence dans les offres fournies à ses clients.

Les solutions qu'EDF développe et commercialise sont résolument tournées vers l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments ainsi que l'encouragement à une utilisation raisonnable des ressources énergétiques.

Ces solutions consistent notamment en :

- des offres de service de maîtrise de l'énergie (MDE) (isolation, rénovation du bâtiment) ;
- une intégration forte des énergies nouvelles réparties aux bâtiments pour la production de chaleur (pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, poêle et insert bois) ;
- un développement de la production décentralisée d'électricité (énergie photo-voltaïque) ;
- une gestion de la courbe de charge pour diminuer ou reporter sur des périodes dites « creuses » les consommations de pointe émettrices de $CO_2$ ;
- l'utilisation des « compteurs intelligents » pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémesure et de téléactions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- des choix offerts aux clients de consommer de l'énergie dite « verte » non émettrice de $CO_2$ ou de choisir des offres en partie compensées « carbone ».

Ces offres proposées par le réseau commercial de la Direction Commerce d'EDF, se traduisent par la fourniture de matériels et la réalisation de travaux par le biais des filiales spécialisées du Groupe avec l'appui d'un important réseau de partenaires.

##### 6.4.3.2.1.3 RÉDUIRE LES ÉMISSIONS DIFFUSES DE $CO_2$ DE NOS BÂTIMENTS ET CELLES INDUITES PAR NOS DÉPLACEMENTS

Au-delà des émissions directes de ses installations industrielles, EDF s'engage à diminuer les émissions diffuses des bâtiments tertiaires, des véhicules professionnels, des déplacements professionnels. EDF a impulsé par ailleurs un programme de maîtrise de l'énergie (MDE) auprès des salariés du Groupe.

EDF applique également son engagement dans la lutte contre le changement climatique aux bâtiments professionnels tertiaires occupés par ses salariés. Le travail engagé concerne le parc tertiaire en propriété, mais aussi le parc immobilier en location.

Le succès du challenge interne au Groupe « Les Trophées du Développement Durable » qui vise à faire émerger des idées innovantes, témoigne de l'engagement de nombreux salariés sur ce thème. Cette mobilisation repose sur diverses actions de sensibilisation (notamment en faveur de comportements exemplaires des salariés tant au domicile que sur le lieu de travail) et sur des critères de Développement Durable inclus dans l'accord d'intéressement.

#### 6.4.3.2.1.4 S'adapter au changement climatique

Le changement climatique ayant par ailleurs des impacts sur ses activités de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie, le groupe EDF devrait se doter en 2009 d'une stratégie d'adaptation au changement climatique.

### 6.4.3.2.2 MAÎTRISER LES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SANITAIRES DES ACTIVITÉS ET INSTALLATIONS DU GROUPE, NOTAMMENT SUR LA BIODIVERSITÉ

La mise en place d'un système de management de l'environnement (SME) implique non seulement le respect de la réglementation mais aussi l'engagement d'améliorer sans cesse les pratiques et les performances en matière de protection du public et de l'environnement.

#### 6.4.3.2.2.1 Maîtriser le développement et l'exploitation nucléaire en France

Un des enjeux de la politique de Développement Durable du groupe EDF est de soutenir la complémentarité entre énergie nucléaire et énergies renouvelables. Face aux grands enjeux énergétiques que représentent la sécurité d'approvisionnement, la lutte contre le changement climatique et la maîtrise des coûts de l'énergie, l'énergie nucléaire constitue une des réponses permettant de concilier les besoins en énergie et les enjeux du Développement Durable. Pour autant, l'acceptabilité de l'énergie nucléaire varie selon les pays d'implantation des entités, filiales et participations du Groupe. Il importe donc au groupe EDF de contribuer à apporter des réponses aux questions soulevées, aux côtés des pouvoirs publics, sur la place du nucléaire dans le mix énergétique, en tenant compte de tous les impacts de la filière, depuis l'extraction de l'uranium en amont, jusqu'à la gestion des déchets et du démantèlement des sites en aval (voir section 6.2.1.1.3 (« Production nucléaire »)).

Concernant l'exploitation des installations, la sûreté est la priorité du groupe EDF. Elle est prise en compte dès la conception des ouvrages, fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

La gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales obéit à une réglementation stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations, volonté réaffirmée dans la politique environnementale du Groupe. La performance des centrales en termes de rejets dépend non seulement de l'efficacité des systèmes de traitement des effluents mais également des pratiques d'exploitation.

Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation permettent d'atteindre un niveau « plancher » très faible en ce qui concerne les rejets radioactifs.

S'agissant des rejets chimiques, des actions sont développées pour assurer une plus grande maîtrise des effluents, à l'image de ce qui a été réalisé pour les effluents radioactifs. Les circuits tertiaires de refroidissement d'eau font l'objet d'une attention particulière, en raison de l'importance des débits mis en jeu. Des traitements biocides permettent notamment de maîtriser les proliférations de micro-organismes dans les eaux de ces circuits.

En complément des contrôles réalisés sur ses installations, EDF effectue des mesures de surveillance de l'environnement pour en évaluer l'impact de fonctionnement. Cette surveillance est assurée par des campagnes radio-écologiques et hydrobiologiques réalisées par des laboratoires extérieurs et des universités.

#### 6.4.3.2.2.2 Maîtriser le développement et l'exploitation du thermique à flamme (THF)

Le développement des énergies renouvelables et du nucléaire dans le mix énergétique de production des pays, devraient permettre de réduire le recours aux centrales thermiques conventionnelles et par conséquent la consommation des matières premières fossiles (charbon, fioul et gaz). Pour autant, la part de la production thermique classique est encore importante, même en France où les énergies nucléaire et hydraulique occupent une part prépondérante. En effet, les centrales thermiques à flamme jouent un rôle essentiel en assurant en temps réel l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, et en permettant de répondre au plus près aux fluctuations de la demande, aux pics de consommation imprévus tout au long de l'année et aux vagues de froid.

Les performances environnementales des centrales THF des parcs existants ont été sans cesse améliorées pour répondre au renforcement des exigences lors des révisions réglementaires successives. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques ainsi que les réglementations relatives à la réduction des gaz à effet de serre.

En 10 ans, les émissions atmosphériques des centrales thermiques à flamme d'EDF en France ont été réduites d'environ 50 %. L'ensemble des dispositions mises en œuvres (installations de systèmes de dénitrification des fumées, renforcement des équipements de dépoussiérage, changements de combustible, optimisation de la combustion, etc.) se traduit par une diminution significative des émissions spécifiques et du volume global des émissions de $SO_2$, de $NO_X$ et de poussières, pour une même quantité d'électricité produite, en conformité avec les deux échéances d'application de la directive GIC au 1er janvier 2008, puis au 1er janvier 2016 (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du groupe EDF »)).

Les programmes de rénovation et d'adaptation des parcs existants du Groupe se prolongent avec de nouveaux investissements, qui mettent en œuvre les meilleures technologies disponibles en matière d'efficacité énergétique, de combustion et de techniques de dépollution (charbon supercritique en Allemagne, centrales cycle combiné gaz en France, en Italie et en Grande-Bretagne).

#### 6.4.3.2.2.3 Maîtriser le développement et l'exploitation hydroélectrique

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF s'est attaché à renforcer son rôle dans la gestion de l'eau, à accroître sa connaissance des écosystèmes et de leur fonctionnement, à réduire encore l'impact de ses ouvrages sur l'environnement en assurant une bonne continuité écologique et sédimentaire.

La mise en concurrence du renouvellement des titres de concession des aménagements hydroélectriques en France incite les opérateurs, dont EDF, à définir des modes d'exploitation permettant encore d'améliorer l'équi-

libre entre production d'énergie, autres usages de l'eau et respect de l'environnement, en particulier en mettant en œuvre une gestion coordonnée par bassin versant (il s'agit de coordonner la gestion des centrales hydrauliques d'un même cours d'eau).

#### 6.4.3.2.2.4 Maîtriser les autres impacts (sols pollués, déchets)

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Un projet interne au Groupe vise à gérer efficacement ces questions sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe et se déroule en quatre étapes : le recensement des sites fonciers (en cours d'achèvement pour EDF), la reconstitution de l'histoire de chacun des sites afin d'identifier ceux qui sont potentiellement pollués, l'analyse des sols en priorisant les zones sensibles et leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution ainsi que l'élaboration d'un plan de gestion, et enfin l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

La Directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose à tous les États membres d'avoir éliminé avant fin 2010 leurs appareils contenant du PCB ou du PCT dont la concentration est supérieure à 500 ppm. Chaque société du Groupe a engagé et suit un plan d'élimination propre visant au respect de cette Directive dans le cadre des transpositions nationales.

Chaque année EDF publie un bilan de la gestion de ses déchets industriels conventionnels, issus des activités de production et de recherche.

#### 6.4.3.2.2.5 Maîtriser les situations d'urgence et les crises environnementales

Afin de maîtriser les risques d'accidents industriels et d'atteinte au milieu naturel et/ou à la santé publique, chaque société du Groupe identifie les événements potentiels qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler et réalise les exercices de crise correspondants. Une organisation centrale permet de gérer les situations d'urgence au niveau du Groupe et de fournir l'information nécessaire aux autorités administratives et aux médias. Les processus d'intervention sont régulièrement revus et améliorés en conséquence.

### 6.4.3.2.3 CONTRIBUER À LA PRÉSERVATION DE LA BIODIVERSITÉ

La préservation de la biodiversité est aujourd'hui considérée comme un des enjeux majeurs de la protection de l'environnement au niveau mondial, au même titre que la lutte contre le changement climatique.

De par ses activités de producteur et de distributeur d'énergie, le groupe EDF est à la fois usager et dépendant des espaces naturels terrestres et aquatiques.

En tant que bénéficiaire des espaces et des ressources avec lesquels il interagit, mais aussi, du fait des conséquences des dégradations apportées par les autres acteurs sur ses propres activités, le groupe EDF est directement concerné par l'enjeu de la préservation de la biodiversité.

Depuis le démarrage des premières installations de production, EDF s'est efforcé de mieux connaître ses impacts et d'y apporter des mesures d'évitement ou de compensation ; par exemple, dès le début des années 1980, EDF a travaillé pour la restauration des grands axes de migration des poissons en s'investissant notamment dans la recherche et la conception de passes à poissons.

S'inscrivant dans un contexte d'évolution rapide des réglementations, de nombreuses actions en relation avec les espaces naturels et les espèces sauvages sont réalisées dans toutes les entités du groupe EDF. Afin d'assurer une cohérence d'ensemble à ces actions, la prise en charge des questions de préservation de la biodiversité s'est construite autour de la politique de biodiversité signée en mai 2006 et mise en œuvre dans le cadre du Système de Management Environnemental du Groupe.

Cette politique s'organise en 3 axes (connaissance, préservation et sensibilisation), renforcée par les actions menées par la Fondation EDF Diversiterre. EDF s'appuie sur ses partenariats avec des organisations non gouvernementales, des universités et des laboratoires de recherche. En 2008, EDF a reconduit ses partenariats avec les Réserves Naturelles de France (RNF), le Conservatoire du Littoral, la Fondation Nicolas Hulot pour la Nature et l'Homme (FNH), et a signé de nouveaux partenariats avec la Ligue pour la Protection des Oiseaux (LPO) et le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature).

EDF communique sur la biodiversité auprès du grand public, des milieux scolaires et des élus locaux par le biais de projets comme par exemple son engagement dans l'édition 2008 de la Fête de la Nature.

### 6.4.3.2.4 POURSUIVRE LES ACTIONS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Une partie importante du budget de recherche et développement est consacrée à des technologies non émettrices de $CO_2$.

Les projets de R&D dédiés à l'environnement couvrent l'ensemble des problématiques amont et aval de l'électricité comme :

- l'analyse des techniques de capture et captage du $CO_2$ préparant l'avenir de futurs démonstrateurs (prototypes qui permettent de valider une recherche) ;
- les technologies nucléaires : la génération IV qui succédera à terme aux réacteurs de type EPR, le stockage géologique des déchets radioactifs ;
- les nouvelles technologies de production : la micro-cogénération, les piles à combustibles, les hydroliennes en mer, les nouvelles technologies sur l'énergie solaire, la gazéification de la biomasse ;
- la gestion intelligente des réseaux afin de permettre une meilleure intégration de la production centralisée et de la production répartie ;
- le stockage de l'électricité pour assurer l'écrêtement des pointes de consommation et maîtriser le caractère intermittent de certaines énergies renouvelables ;
- les usages performants de l'électricité et plus généralement de l'énergie comme l'amélioration des performances des pompes à chaleur (haute température), les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables testés sur des sites d'EDF en partenariat avec Toyota.

## 6.4.3.3 LA POLITIQUE SOCIÉTALE

### 6.4.3.3.1 LES ENJEUX

EDF a la conviction que l'amélioration de ses performances environnementales et sociétales est indissociable de sa performance économique.

EDF a ainsi défini en 2007 une nouvelle politique sociétale au niveau du Groupe visant à créer et développer les liens avec l'ensemble des parties prenantes externes, à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, et à dynamiser ses liens internes.

Cette politique prend en compte, appuie et renforce les initiatives existantes en assurant leur cohérence au sein du Groupe. Les principes de la politique s'inscrivent dans le respect de ceux du Pacte Mondial des Nations Unies et sont repris dans l'accord RSE et dans le contrat de service public.

### 6.4.3.3.2 LES ORIENTATIONS

La politique sociétale du groupe EDF prend en compte la diversité des parties prenantes auxquelles elle s'adresse (clients vulnérables, chercheurs d'em-

plois, personnes souffrant d'un handicap, etc.). Elle participe à la promotion de l'éco-efficacité énergétique. Elle cherche par ailleurs à faciliter l'accès à l'énergie, à soutenir les projets liés à l'habitat et à l'emploi, et à contribuer aux efforts de formation en cohérence avec les besoins du Groupe et de ses partenaires.

Les principales orientations de la politique sociétale du groupe EDF sont les suivantes :

- favoriser l'accès à l'énergie et à l'éco-efficacité énergétique. Ainsi le groupe EDF développe des solutions d'éco-efficacité afin de réduire la précarité énergétique, en participant au lancement de projets afin de favoriser l'accès à l'énergie et en répondant aux besoins spécifiques des clients vulnérables en cas de coupure de courant ;
- développer et soutenir la proximité avec les territoires où le Groupe opère, en soutenant des projets de développement local, notamment sur l'habitat, et en contribuant à l'insertion professionnelle de personnes vulnérables dans les domaines du bâtiment et de l'environnement ;
- contribuer à l'effort d'éducation sur les grands enjeux énergétiques, en promouvant le débat international sur les enjeux sociétaux liés à l'énergie, et en intégrant les questions d'efficacité énergétique dans les programmes d'information et de formation.

La déclinaison de la politique sociétale est portée à la connaissance de l'ensemble du personnel au niveau du Groupe et fait l'objet d'un dialogue constant.

### 6.4.3.4 SERVICE PUBLIC EN FRANCE

#### DÉFINITION LÉGALE DU SERVICE PUBLIC EN FRANCE

Les principes fondamentaux du service public (mutabilité, continuité et égalité d'accès) ont été développés dans la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public d'électricité qui s'applique à tous les opérateurs du service public de l'électricité (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

#### LE CONTRAT DE SERVICE PUBLIC

Un contrat de service public entre l'État et EDF a été conclu en vertu de l'article 1 de la Loi du 9 août 2004. Il décline les engagements pris par EDF et par l'État sur la période 2005-2007 et précise les modalités de compensation financière des engagements de service public (à savoir le tarif intégré et le TURPE). Ce contrat demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat (actuellement en cours de négociation), conformément à ses propres stipulations.

#### OBJET DU CONTRAT DE SERVICE PUBLIC

Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence du service public de l'électricité dans le marché ouvert de l'électricité dont EDF est un des acteurs, en particulier en France.

#### ÉVOLUTION PLURIANNUELLE DES TARIFS DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ

Conformément à l'article 1er de la Loi du 9 août 2004, l'un des engagements du contrat de service public porte sur l'évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité. En application de l'article 4 de la Loi du 10 février 2000, les tarifs de vente aux clients non éligibles et éligibles n'ayant pas fait valoir leur éligibilité restent réglementés. Dans cet article, il est précisé que ces tarifs doivent couvrir « *l'ensemble des coûts supportés [...] par EDF et par les distributeurs non nationalisés* ».

Dans le cadre de ces dispositions, l'État et EDF s'accordent sur la nécessité de faire évoluer progressivement les tarifs de vente intégrés afin que la structure générale des tarifs de vente et la structure propre à certaines options tarifaires reflètent la structure des coûts.

Les tarifs réglementés ont augmenté de 2 % (Tarif bleu), 6 % et 8 % (Tarif jaune et Tarif vert) à compter du 15 août 2008. L'évolution de 2 % s'appliquant aux particuliers est inférieure à l'inflation (3,6 % sur un an de juillet 2007 à juin 2008). Cette augmentation de 2 % est conforme au contrat de service public, signé entre EDF et l'État le 24 octobre 2005 qui garantit que la hausse des tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers ne sera pas supérieure à l'inflation les 5 premières années après la signature de ce contrat.

#### ENGAGEMENTS D'EDF (HORS GESTIONNAIRES DE RÉSEAU)

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. Il s'agit notamment des engagements relatifs :
  - à la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés et à la maîtrise de la demande d'énergie. Ces deux missions sont couvertes par le tarif intégré ;
  - à la cohésion sociale. Les conditions de compensation des coûts liés à cette mission par la CSPE et le tarif intégré sont précisées par la Loi du 10 février 2000 ;
  - à l'accès au service public. Ces actions sont couvertes par le tarif intégré ainsi que par le TURPE ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent :
  - la mise en œuvre de la politique énergétique (participation à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements et contribution à ses objectifs, maîtrise de la demande d'énergie, certificats d'économies d'énergie, etc.) ;
  - le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- EDF dégagera les ressources nécessaires à ces deux missions dans les recettes générées soit par le tarif intégré, soit par les prix de vente de l'électricité pour l'électricité vendue à des clients ayant exercé leur éligibilité ou sur les marchés ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE-EDF Transport 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 RÉSEAU

Au travers du contrat de service public, les gestionnaires de réseau ERDF et RTE-EDF Transport ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le tarif d'utilisation des réseaux.

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 où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

#### SUIVI DU CONTRAT DE SERVICE PUBLIC

Le contrat de service public conclu entre l'État et EDF en 2005 fait l'objet d'un suivi annuel par les parties. Le comité de suivi s'est réuni pour la première fois en juin 2006 afin d'examiner le bilan 2005 des engagements pris par EDF et l'État. À l'automne 2006, ce bilan a été présenté aux organes de gouvernance d'EDF et de RTE-EDF Transport (en comité stratégique du

Conseil d'administration pour EDF et Conseil de surveillance pour RTE). Les résultats de ce premier bilan étaient positifs : ils apparaissaient conformes aux objectifs chiffrés ainsi qu'aux engagements qualitatifs d'EDF et garantissaient le niveau de service public attendu en terme de gestion des réseaux de distribution et transport, de cohésion sociale et territoriale et de contribution à la politique énergétique nationale. Le suivi 2006 a fait l'objet de plusieurs réunions thématiques de préparation, courant 2007, entre EDF et l'État. Une réunion de suivi entre les parties s'est déroulée en janvier 2008. Un bilan 2005-2007 a été établi et transmis aux services de l'État. Une seconde réunion de suivi entre les parties a eu lieu le 30 mai 2008. EDF, ainsi qu'ERDF et RTE-EDF Transport ont commencé à travailler avec l'État à l'élaboration d'un nouveau contrat de service public.

# 6.5 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 soumis à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, qui a été transposée en droit français. EDF est également soumis, notamment, à la réglementation relative aux concessions de distribution d'électricité et aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire et de sécurité.

Les dispositions législatives ou réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas pour vocation de fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au groupe EDF.

## 6.5.1 Législation relative au marché de l'électricité

### 6.5.1.1 LÉGISLATION EUROPÉENNE

C'est la directive n° 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité qui a constitué le point de départ de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

Cette directive, qui posait notamment le principe de l'éligibilité des plus gros clients industriels, a été abrogée par la directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 qui établit des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité et dont est aujourd'hui issue la réglementation du marché de l'électricité en France.

Cette directive définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur de l'électricité, les règles d'accès au marché, les critères et les procédures applicables aux appels d'offres et à l'octroi des autorisations ainsi que les modalités d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution.

#### OUVERTURE DU MARCHÉ

La directive de juin 2003 prévoyait un calendrier d'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence. Tous les clients non résidentiels (c'est-à-dire les personnes physiques ou morales achetant de l'électricité non destinée à leur usage domestique, cette définition englobant les producteurs et les clients grossistes) sont devenus des clients éligibles le 1er juillet 2004. Depuis le 1er juillet 2007, l'ensemble des clients, y compris les clients résidentiels, est éligible.

#### ENQUÊTES RELATIVES AU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

La Commission européenne a annoncé, par une communication en date du 13 juin 2005, une enquête sectorielle sur le fondement de l'article 17 du règlement (CE) n° 1/2003 afin d'identifier les éventuelles distorsions de concurrence et dysfonctionnements de type comportemental ou structurel sur les marchés du gaz et de l'électricité. Cette enquête s'est ajoutée aux mesures de surveillance prises par la Commission concernant l'application de la législation communautaire en matière d'énergie et à un rapport détaillé sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur du gaz et de l'électricité en date du 15 novembre 2005.

Le 10 janvier 2007, la Commission européenne a publié son « Rapport Final » et proposé un ensemble intégré de mesures dans le domaine de l'énergie et du changement climatique pour le XXIe siècle. Ce rapport contient en particulier une communication sur les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité.

#### DISSOCIATION COMPTABLE ET TRANSPARENCE DE LA COMPTABILITÉ

La directive du 26 juin 2003 prévoit que les entreprises d'électricité doivent faire contrôler et publier leurs comptes annuels selon les règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés de capitaux, et qu'en vertu du principe de dissociation comptable, elles doivent établir des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport et de distribution. Jusqu'au 1er juillet 2007, elles devaient également tenir des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. Depuis cette date, elles doivent, en application de l'article 25 de la Loi du 10 février 2000 tel que modifié par l'article 13 de la Loi du 7 décembre 2006, tenir une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leurs droits et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés.

Les États membres ou toute autre autorité désignée ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

#### LIGNES DIRECTES

Les États membres doivent prendre les mesures nécessaires pour permettre (i) à tous les producteurs d'électricité et à toutes les entreprises de fourniture d'électricité d'approvisionner par une ligne directe leurs propres établissements, filiales et clients éligibles, et (ii) à tout client éligible d'être approvisionné en électricité par une ligne directe par un producteur et des entreprises de fourniture.

#### RÈGLEMENT CE N° 1228/2003 DU 26 JUIN 2003

Un règlement (CE) n° 1228/2003 du parlement Européen et du Conseil en date du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité a été adopté afin de compléter la directive du 26 juin 2003. Les dispositions de ce règlement sont entrées en vigueur le 1er juillet 2004.

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 de réseaux où ces flux aboutissent.

En outre, il édicte un principe de transparence des redevances d'accès aux réseaux, celles-ci tenant également compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflétant les coûts effectivement engagés.

Dans le cadre du troisième « paquet énergie » présenté le 19 septembre 2007, la Commission a proposé de modifier le règlement n° 1228/2003 (voir section 6.5.4.5.1.1 (« Le « Paquet Énergie et changement climatique »») ci-dessous).

#### DIRECTIVE Nº 2005/89/CE « SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT » EN DATE DU 18 JANVIER 2006

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. L'enjeu pour EDF est de conforter le dispositif légal en vigueur et de favoriser le développement des interconnexions.

#### RECOMMANDATION DE LA COMMISSION « SUR LES RESSOURCES FINANCIERES DE DÉMANTÈLEMENT » ADOPTÉE LE 24 OCTOBRE 2006

Les centrales nucléaires du groupe EDF entraient dans le champ d'application des deux propositions de directives dites « Euratom » du 30 janvier 2003 qui concernaient, d'une part, la définition des obligations de base et les principes généraux en matière de sûreté des installations nucléaires et, d'autre part, la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets radioactifs (paquet nucléaire). Ces propositions n'ayant pas abouti, un processus de consultation a été engagé, et la Commission a adopté, le 24 octobre 2006, une recommandation sur les ressources financières de démantèlement qui prévoit que : les ressources adéquates doivent être disponibles en temps voulu ; elles doivent couvrir toutes les opérations dont la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs ; chaque État membre doit créer un organisme national indépendant, expert en estimation de coûts et en gestion de fonds, lequel produira un rapport annuel et une estimation quinquennale des coûts. L'option préférée est un « fonds » de démantèlement séparé, externe ou interne, avec une identification et une traçabilité comptables strictes ; l'État (gestion externe) ou l'opérateur (gestion interne) doit garantir la disponibilité des ressources nécessaires qui doivent être gérées de façon prudente (actifs peu risqués) et transparente.

### 6.5.1.2 LÉGISLATION FRANÇAISE

La directive 96/92/CE, en date du 19 décembre 1996, a été transposée en droit français par la Loi du 10 février 2000 modifiée notamment par la Loi du 3 janvier 2003, et la directive du 26 juin 2003 par la Loi du 9 août 2004 et la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, qui ont modifié la Loi du 10 février 2000.

Par ailleurs, la Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« LPOPE »), du 13 juillet 2005 a défini les priorités de la politique énergétique de la France (sécurité d'approvisionnement, prix compétitif de l'énergie, lutte contre l'effet de serre et cohésion sociale et territoriale), conforté le parc de production d'EDF, notamment nucléaire, en prévoyant explicitement la construction du réacteur EPR et en réaffirmant le rôle du nucléaire. La LPOPE a également réorganisé le dispositif d'incitation au développement de l'énergie éolienne et consacré le rôle de la production hydraulique au sein des énergies nouvelles renouvelables.

En matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE »), la LPOPE a institué un système novateur de certificats d'économies d'énergie, dits « certificats blancs » qui associe contraintes réglementaires (obligation d'économies d'énergie pesant sur les fournisseurs d'énergie) et mécanismes de marchés. L'entrée en vigueur du dispositif était conditionnée à la publication de plusieurs décrets d'application qui ont été publiés le 23 mai 2006 et fixent les obligations d'économies d'énergie pesant sur EDF pour les deux premiers exercices annuels (1er juillet 2006 - 30 juin 2007 et 1er juillet 2007 - 30 juin 2008) à environ 10 TWh d'énergie finale pour chaque exercice. Enfin, l'arrêté du 27 septembre 2006 a fixé le montant total de l'obligation pour la période 2006-2009 à environ 30 TWh.

EDF devra justifier de l'accomplissement de son obligation en restituant les certificats d'économies d'énergie qui auront été, soit obtenus par la réalisation d'actions permettant des économies d'énergie chez les tiers ou sur ses biens propres, soit acquis auprès d'autres opérateurs proposant leurs certificats. La Loi assigne une véritable obligation de résultat aux personnes « obligées » telles qu'EDF, sanctionnée par une pénalité libératoire fixée à 2 centimes d'euros par KWh manquant à l'échéance de la période d'obligations.

#### MISSIONS DE SERVICE PUBLIC

En application des articles 1 et 2 de la Loi du 10 février 2000, EDF est en charge de certaines missions de service public.

#### OBJECTIFS DU SERVICE PUBLIC DE L'ÉLECTRICITÉ

La Loi précise 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.

#### MISSION DE DÉVELOPPEMENT ÉQUILIBRÉ DE L'APPROVISIONNEMENT

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'Énergie et de garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

La programmation pluriannuelle des investissements fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique, tout en veillant à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. À ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du Ministre chargé de l'Énergie en date du 7 juillet 2006.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation des objectifs d'investissement définis dans cette programmation.

#### 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 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, ainsi que 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 qui sont en charge de cette mission.

## MISSION DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

La mission de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient du tarif réglementé de vente d'électricité, la fourniture aux clients en situation de précarité bénéficiaires de la tarification spéciale « produit de première nécessité », ainsi que la fourniture de secours aux clients dont le responsable d'équilibre est défaillant. Dans cet esprit, la Loi n° 2006-872 du 13 juillet 2006 dite « Loi Borloo » comporte une disposition visant à interdire aux fournisseurs d'électricité de procéder, durant la période hivernale (du 1er novembre au 15 mars), à des interruptions de fourniture d'électricité pour non-paiement des factures dans les résidences principales des personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

## COHÉSION SOCIALE

La Loi du 10 février 2000 prévoit que dans le cadre de ses activités, EDF contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs de vente de l'électricité aux consommateurs résidentiels bénéficiant des tarifs réglementés de vente, de la mise en œuvre de la tarification « produit de première nécessité », du maintien de la fourniture d'électricité en application de l'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles et de la péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

## CONTRATS DE SERVICE PUBLIC

L'article 1er de la Loi du 9 août 2004 dispose que les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF font l'objet d'un contrat conclu avec l'État (pour une description du contrat de service public conclu entre l'État et EDF, voir section 6.4.3.4 (« Service public en France») ci-dessus).

## INSTALLATIONS DE PRODUCTION

La Loi du 10 février 2000 a ouvert le marché de la production d'électricité à la concurrence. Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article 7 de la Loi et du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité.

## CLIENTS ÉLIGIBLES

Afin de permettre l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, l'article 22-III de la Loi du 10 février 2000 prévoit qu'un client éligible peut conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de son choix installé sur le territoire de la Communauté Européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France.

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles.

Dans sa décision du 30 novembre 2006 concernant la Loi relative au secteur de l'énergie qui a posé le principe de l'éligibilité de tous les clients, le Conseil Constitutionnel a censuré, comme manifestement incompatibles avec les objectifs d'ouverture à la concurrence fixés par les directives communautaires « énergie », certaines dispositions de l'article 17 de cette Loi, relatives aux tarifs réglementés.

Ce faisant, il avait, contrairement à l'intention du législateur, supprimé la possibilité, pour un client résidentiel de revenir au tarif sur un site donné après avoir exercé son éligibilité et supprimé la possibilité pour un client résidentiel emménageant dans un logement dont le précédent occupant a exercé son éligibilité, de bénéficier des tarifs réglementés. Il avait également implicitement privé du bénéfice des tarifs réglementés les nouveaux sites de consommation au-delà du 31 décembre 2007.

Revenant sur ces restrictions au bénéfice des tarifs réglementés apportées par le Conseil Constitutionnel, la Loi n° 2007-290 du 5 mars 2007 instituant le droit au logement opposable a ajouté à la Loi du 13 juillet 2005 un article 66-2 précisant que l'article 66 précité de ladite Loi est également applicable aux nouveaux sites de consommation raccordés aux réseaux publics avant le 1er juillet 2010.

La Loi n° 2008-66 du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel autorise les clients résidentiels et les clients non résidentiels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA qui emménagent sur un site dont l'occupant précédent a exercé son éligibilité, à bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité pour ce site, à condition d'en faire la demande avant le 1er juillet 2010.

Elle permet également aux consommateurs finals résidentiels ayant exercé leur éligibilité pour un site donné depuis au moins 6 mois, de revenir aux tarifs réglementés sur ce site, à condition d'en faire la demande avant le 1er juillet 2010.

Par ailleurs, pour pallier l'incidence de la hausse des prix de marché pour les industriels, la Loi du 7 décembre 2006 (article 30-1 de la Loi du 9 août 2004), a institué, à titre transitoire, au profit des clients éligibles ayant exercé leurs droits, un « tarif de retour » : ce « tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (TaRTAM), bénéficie, pour une durée maximale de deux ans, aux clients qui en ont fait la demande écrite à leur fournisseur avant le 1er juillet 2007. La Loi n° 2008-776 du 4 août 2008 dite de modernisation de l'économie a prolongé ce dispositif d'une année supplémentaire, soit jusqu'au 30 juin 2010. Les clients actuellement alimentés au TaRTAM peuvent continuer à en bénéficier de plein droit jusqu'à cette date. La Loi permet par ailleurs aux clients qui ne l'avaient pas encore fait, de demander à bénéficier du TaRTAM.

Le niveau du TaRTAM, qui ne peut, aux termes de la Loi, excéder de plus de 25 % le niveau du tarif réglementé de vente applicable à un site présentant les mêmes caractéristiques, a été fixé par un arrêté du 3 janvier 2007 (section 6.2.1.2.2.2 (« Les prix de vente de l'électricité aux clients ayant exercé leur éligibilité »)).

La compensation des charges supportées à ce titre par les fournisseurs est assurée pour une part et sous conditions en utilisant les sommes collectées au titre de la CSPE, et pour une autre part, par une contribution dite « hydro-nucléaire » due par les producteurs d'électricité exploitant des installations d'une puissance installée totale de plus de 2 000 MW (soit principalement EDF), assise sur le volume de leur production d'électricité d'originie nucléaire et hydraulique au cours de l'année précédente, dans la limite de 3 euros par MWh (article 30-2 de la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004).

## ACCÈS DES TIERS AUX RÉSEAUX

L'article 23 de la Loi du 10 février 2000 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 ;
- assurer l'exécution des contrats de fourniture conclus avec les clients éligibles ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur exerçant l'activité d'achat pour revente d'électricité installés sur le territoire national.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution visés à l'article 4 de la Loi du 10 février 2000 et actuellement en vigueur, ont été fixés par la décision ministérielle du 23 septembre 2005. Pour plus de détails sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et distribution, se reporter à la section 6.2.2.4 (« Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ») ci-dessus.

L'article 23 de la Loi du 10 février 2000 prévoit également que l'accès aux réseaux est assuré par la conclusion de contrats entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. En outre, toute entreprise vendant de l'électricité à des clients éligibles peut conclure, si elle le souhaite, avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution un contrat relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals éligibles.

Ce même article prévoit enfin que tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE »). Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement.

## OBLIGATIONS D'ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

EDF est soumis à des obligations d'achat d'électricité en application de la Loi du 10 février 2000.

L'article 8 de cette Loi prévoit que le Ministre chargé de l'Énergie peut, dans certaines conditions, permettre l'implantation d'une installation de production d'électricité au terme d'une procédure d'appel d'offres. EDF « Producteur » peut être candidat à cet appel d'offres. EDF « Acheteur » est tenu de conclure ensuite un contrat avec les candidats retenus et un protocole dans l'hypothèse où EDF « Producteur » est lui-même retenu.

L'article 10 de la Loi du 10 février 2000 prévoit, par ailleurs, qu'EDF est, avec les DNN, tenue de conclure à la demande des producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite :

- par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ;
- par les installations dont la puissance installée n'excède pas 12 MW et qui utilisent des énergies renouvelables ou mettent en œuvre des techniques performantes en terme d'efficacité énergétique, telles que la cogénération ;
- par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent et qui sont implantées dans le périmètre d'une zone de développement de l'éolien ;
- par les installations qui valorisent des énergies de récupération.

Toutefois, les installations visées ci-dessus ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat et les surcoûts éventuels découlant de ces contrats, supportés par EDF et les DNN, sont compensés par la contribution pour le service public de l'électricité (la « CSPE »).

Enfin, le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 a prévu que le producteur bénéficiant d'une obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF et que les modèles indicatifs de contrats d'achat liant EDF et les producteurs doivent être approuvés par le Ministre chargé de l'Énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminés par arrêté du Ministre chargé de l'Énergie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la CRE.

## MÉCANISME DE COMPENSATION DES SURCOÛTS DE SERVICE PUBLIC

### La CSPE

La contribution aux charges de service public de l'électricité a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux DNN.

Les charges de service public compensées dans le cadre de la CSPE sont les suivantes :
En ce qui concerne la production d'électricité :

- les surcoûts résultant d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus à la suite des procédures d'appels d'offres (article 8 de la Loi de 2000) et d'autre part, des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre de l'article 10 de la Loi de 2000, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou un DNN ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées, qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente.

En ce qui concerne la fourniture d'électricité, les fournisseurs d'électricité sont compensés pour :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » instituée à l'article 4 de la Loi du 10 février 2000 ;
- les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

Les charges supportées par les fournisseurs au titre de la fourniture du TaRTAM sont, en application de l'article 30-2 de la Loi du 9 août 2004, financées en partie par une fraction de la CSPE, sans que le montant de la contribution perçue à ce titre puisse excéder 0,55 euro par MWh.

La CSPE est perçue en totalité directement auprès du consommateur final :

- soit sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs de vente d'électricité (pour les clients n'ayant pas exercé leur droit à éligibilité) ou aux tarifs d'utilisation des réseaux (pour les clients ayant exercé leur droit à l'éligibilité) ;
- soit directement auprès des producteurs d'électricité qui produisent pour leur propre usage, ou des autres consommateurs finals n'utilisant pas les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

Le montant de la contribution due par site de consommation par les clients éligibles ne peut excéder 500 000 euros. En outre, la LPOPE a prévu qu'à compter du 1er janvier 2006, le montant total dû au titre de la CSPE par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée.

#### Compensation des surcoûts de distribution

Le fonds de péréquation de l'électricité 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 (groupe EDF et DNN).

## 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 crédits nécessaires à l'accomplissement de ses missions sont inscrits au budget général de l'État.

La Loi relative au secteur de l'énergie donne une définition générale de la mission de la CRE : « Dans le respect des compétences qui lui sont attribuées, la Commission de régulation de l'énergie concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. 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. Elle surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques. »

La CRE est dotée de pouvoirs non seulement consultatifs (pouvoir de proposition et pouvoir de donner un avis), mais également de pouvoirs de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

La CRE propose, ainsi, aux Ministres chargés de l'Économie et de l'Industrie les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent, ainsi que le montant des charges définies à l'article 48 de la Loi de 2000 et celui des contributions nettes qui s'y rapportent.

Elle est aussi investie d'importants pouvoirs d'information et d'enquête ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction dont la Loi du 7 décembre 2006 a confié l'exercice à un collège *ad hoc* au sein de la Commission : le Comité du règlement des litiges et des sanctions (Cordis), composé de membres du Conseil d'État et de la Cour de cassation.

## 6.5.2 Législation relative au marché du gaz

### 6.5.2.1 LÉGISLATION COMMUNAUTAIRE

Le Parlement européen et le Conseil ont adopté, le 22 juin 1998, la directive 98/30/CE avec pour objectif d'établir un marché intérieur du gaz au sein des États membres. Cette directive a été abrogée par la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel.

#### DIRECTIVE N° 2003/55/CE DU 26 JUIN 2003

Avec pour objectif (i) d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz par la prise de mesures concrètes, et (ii) d'accélérer l'ouverture des marchés nationaux du gaz, cette directive constitue le fondement textuel de la création d'un marché intérieur du gaz naturel pleinement opérationnel et dans lequel une concurrence loyale existe.

Comme la précédente directive, elle établit des règles communes concernant le transport, la distribution, la fourniture et le stockage du gaz naturel, y compris du GNL, du biogaz, du gaz issu de la biomasse ou encore d'autres types de gaz.

De manière générale, cette directive définit les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur du gaz naturel, d'accès non discriminatoire au marché, ainsi que les critères et procédures applicables en ce qui concerne l'octroi d'autorisations de transport, de distribution, de fourniture et de stockage de gaz naturel et l'exploitation des réseaux.

Elle a procédé à une accélération de l'ouverture des marchés nationaux du gaz en étendant cette ouverture à l'ensemble des clients autres que les clients particuliers (ceux achetant du gaz non destiné à leur usage domestique) à compter du 1er juillet 2004, et en prévoyant que cette ouverture s'appliquera à l'ensemble des clients à compter du 1er juillet 2007.

### 6.5.2.2 LÉGISLATION FRANÇAISE

La première directive de 1998 a été transposée en droit français par la Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie qui a été modifiée et complétée par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004, par la LPOPE et par la Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

La directive 2003/55/CE a été transposée en France pour l'essentiel par la Loi du 9 août 2004 et par la Loi du 7 décembre 2006.

Enfin, la Loi relative au secteur de l'énergie de décembre 2006 organise en particulier l'ouverture à la concurrence du marché français du gaz naturel pour les clients résidentiels.

#### LOI N° 2003-8 DU 3 JANVIER 2003

##### ACCÈS AUX RÉSEAUX DE GAZ NATUREL

Cette Loi prévoit que les clients éligibles, 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 ÉLIGIBLES

La Loi du 3 janvier 2003 prévoit en particulier que les clients éligibles ont la possibilité de se fournir en gaz naturel auprès du fournisseur de leur choix.

Depuis le 1er juillet 2007, conformément à la directive 2003/55/CE et en application de la Loi relative au secteur de l'énergie, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de la Loi du 13 juillet 2005, telles que modifiées par la Loi n° 2008-66 du 21 janvier 2008, qu'un client non résidentiel ne peut bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à condition que lui-même ou son prédécesseur sur ce site n'ait pas exercé son éligibilité pour ce site.

De même, un client non résidentiel ne peut prétendre au bénéfice des tarifs réglementés pour un nouveau site.

Il en va autrement pour les clients résidentiels qui, depuis la publication de la Loi du 21 janvier 2008, peuvent, sous réserve d'en faire la demande avant le 1er juillet 2010, bénéficier des tarifs réglementés pour un site à la seule condition de ne pas avoir eux-mêmes exercé leur éligibilité pour ce site, et peuvent également bénéficier des tarifs réglementés pour un nouveau site raccordé au réseau avant le 1er juillet 2010.

Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « produit de première nécessité » dans le domaine de l'électricité bénéficient, à leur demande, pour une part de leur consommation, d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel et aux services qui lui sont liés. Les modalités d'application de cette disposition sont fixées par le décret n° 2008-778 du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité. Les surcoûts induits par la fourniture au tarif spécial de solidarité sont compensés par une contribution due par les fournisseurs de gaz naturel et assise sur les quantités de gaz naturel vendues par ces fournisseurs aux consommateurs finals.

##### FOURNISSEURS

La Loi qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le terri-

toire 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 autorisé à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non résidentiels n'assurant pas de mission d'intérêt général (au titre d'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.

#### Transport et distribution de gaz naturel

La Loi du 3 janvier 2003 prévoit notamment que le transporteur et le distributeur doivent assurer la sécurité et l'efficacité de leur réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel compte tenu des contraintes techniques.

#### Détermination des tarifs

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution des installations de GNL et les tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont établis conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition ou avis de la CRE, en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service.

#### Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

La Loi du 3 janvier 2003 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.

Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 précise le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

#### Contrôle et sanctions

La Loi du 3 janvier 2003 confère au Ministre chargé de l'Énergie et au Ministre chargé de l'Économie un pouvoir d'enquête en matière de régulation du marché du gaz. Le Ministre chargé de l'Énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension pour une durée inférieure à un an de l'autorisation de fourniture du gaz naturel.

## 6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité

### LE RÉGIME DE LA CONCESSION

Le système des concessions, institué par l'article 6 de la Loi du 15 juin 1906, a été maintenu par la Loi du 8 avril 1946, qui a transféré à EDF les concessions existantes et maintenu dans leurs droits les DNN, puis a été confirmé par la Loi du 10 février 2000. 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 constituées par des syndicats intercommunaux, voir départementaux, dont le régime est défini par les articles L. 5212-1 à L. 5212-34 du Code général des collectivités territoriales.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par la directive n°2003/54/CE a conduit à l'identification par la Loi du 7 décembre 2006 d'un service public de la fourniture aux tarifs réglementés confié à EDF et aux DNN dans leurs zones de desserte, le service public du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité étant confié à ERDF et aux DNN dans leurs zones de desserte, ainsi qu'à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental. L'article 14 de la Loi du 9 août 2004 prévoit que les avenants aux contrats de concessions ainsi que les renouvellements de contrats devront 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 le DNN territorialement compétent) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés. Les contrats en cours sont réputés signés conjointement par ces trois entités.

### LES DROITS DES AUTORITÉS CONCÉDANTES

Les autorités concédantes détiennent les droits suivants :

- la faculté d'exercer elles-mêmes la maîtrise d'ouvrages des travaux de développement des réseaux de distribution ;
- la propriété des installations objet de la concession (biens de retour), à l'exception des postes sources pour la partie de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qui appartiennent à ERDF (cf. article 36 II de la Loi du 9 août 2004) ;
- le droit de percevoir des redevances (voir section 6.2.2.2.3 (« Concessions ») ci-dessus) ;
- la production d'électricité, limitée à des installations de proximité se traduisant, soit par une économie d'énergie et une réduction des pollutions atmosphériques (article L. 2224-32 du Code général des collectivités territoriales) soit permettant de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau, et dont la puissance ne peut dépasser 1 MW (ou 2 MW en Guadeloupe, Guyane, Martinique et à La Réunion) conformément au décret n° 2004-46 du 6 janvier 2004 ;
- les actions de maîtrise de l'énergie des consommateurs desservis en basse tension en vue de faire des économies d'extension ou de renforcement du réseau public de distribution ;
- le contrôle de l'activité du concessionnaire, exercé par un agent de contrôle désigné par les autorités concédantes et distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Pour plus de détails sur le contenu du contrat de concession et du cahier des charges, voir section 6.2.2.2.3 (« Concessions ») ci-dessus.

## 6.5.4 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 des réglementations 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.

### 6.5.4.1 RÉGLEMENTATION APPLICABLE AUX INSTALLATIONS CLASSÉES POUR LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

#### AUTORISATIONS

Les activités du groupe EDF sont soumises, dans la plupart des pays où il exerce ses activités, à l'obtention de permis, d'autorisations ou à la réali-

sation préalable de formalités. Ces obligations proviennent notamment des réglementations en matière d'environnement, d'urbanisme, de santé, d'hygiène et de sécurité.

Certaines installations exploitées en France par EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (« ICPE »). Selon les dispositions du Code de l'environnement, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients notamment pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients présentés par leur exploitation, soit à un régime de déclaration préalable, soit à un régime d'autorisation. Dans ce dernier cas, l'autorisation d'exploiter prend la forme d'un arrêté préfectoral délivré après consultation de divers organismes et enquête publique, contenant des prescriptions de fonctionnement spécifiques.

La réglementation relative aux ICPE impose également, 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.

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (« DRIRE »), lesquelles sont chargées d'organiser l'inspection des installations classées. En cas d'inobservation des conditions imposées à l'exploitant d'une ICPE, et indépendamment d'éventuelles poursuites pénales, le préfet peut prononcer des sanctions administratives telles que la consignation d'une somme égale au montant des travaux de mise en conformité à réaliser, l'exécution forcée des mesures prescrites par arrêté, la suspension du fonctionnement, ou encore proposer la fermeture ou la suppression de l'installation par décret en Conseil d'État.

### DISPOSITIONS EN MATIÈRE D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

Les dispositions relatives à la sécurité de la réglementation sur les ICPE imposent, préalablement à l'autorisation d'une telle installation, la réalisation d'une étude de dangers comprenant une analyse des risques d'accidents et définissant les mesures propres à réduire la probabilité et les effets de ces accidents. Le projet de création d'une ICPE soumise à autorisation doit également faire l'objet d'une enquête publique relative aux incidences éventuelles du projet sur la santé, la sécurité et la salubrité publiques ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. Outre les prescriptions techniques relatives à la protection de la santé et à la sécurité, l'arrêté d'autorisation peut également imposer à l'exploitant d'une installation classée l'établissement d'un Plan d'Opération Interne (« POI ») définissant les mesures d'organisation, les mesures d'intervention et les moyens nécessaires pour protéger le personnel, les populations et l'environnement en cas de sinistre.

## 6.5.4.2 RÉGLEMENTATION SPÉCIFIQUE APPLICABLE AUX INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

EDF est dorénavant soumise en France à la Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« Loi TSN »), qui fixe les principales dispositions applicables aux Installations Nucléaires de Base (« INB »). La Loi a créé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »), autorité administrative indépendante, qui reprend une large partie des attributions précédemment dévolues à la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR), les ministres conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale. En application de cette Loi, l'ancien décret n° 1228 du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires a été abrogé et remplacé par un nouveau décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives.

La Loi TSN prévoit en particulier que la création d'une INB est autorisée, après enquête publique, par un décret du Premier Ministre, pris après avis de l'ASN et sur rapport des Ministres chargés de la Sûreté Nucléaire (c'est à dire les Ministres chargés de l'Économie et de l'Environnement). Le décret d'autorisation définit le périmètre de l'installation, mentionne la nature et la capacité de l'installation, fixe le délai dans lequel celle-ci devra être mise en service et la périodicité des réexamens de sûreté si elle n'est pas égale à 10 ans et, enfin, impose les éléments essentiels permettant de garantir la protection, en particulier, de la santé et de la sécurité publiques, de la nature et de l'environnement. L'autorisation de mise en service est délivrée par l'ASN. Le réexamen de sûreté 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. La durée d'exploitation d'une INB n'est, en général, pas fixée par voie réglementaire mais, cependant, rien ne s'y oppose.

Par ailleurs, les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, susceptibles de provoquer des pollutions atmosphériques ou des odeurs spécifiques, ainsi que les limites associées seront fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, soumises à homologation des Ministres chargés de la Sûreté Nucléaire en ce qui concerne les décisions fixant les limites.

D'autres prescriptions seront également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation, entreposés ou stockés dans celle-ci.

### LES RÈGLES DE SÛRETÉ ET LE CONTRÔLE DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

Les installations nucléaires d'EDF sont soumises dès leur création à la réglementation en matière de sûreté nucléaire. Ainsi, la demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment le rapport préliminaire de sûreté qui constitue pour l'INB, l'étude de dangers exposant les mesures prises pour faire face aux risques inhérents à l'INB et limiter les conséquences d'un accident éventuel, une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de démantèlement et une étude de maîtrise des risques. Les INB doivent également respecter les règles générales fixées par arrêté ministériel en vue de la protection des risques en matière de sécurité, santé, salubrité ou de protection de la nature et de l'environnement. Un Plan d'Urgence Interne (« PUI ») précisant l'organisation et les moyens mis en œuvre en cas d'accident doit être établi par l'exploitant. Ce dernier doit rédiger en outre un rapport annuel, soumis au CHSCT (Comité Hygiène, Sécurité et Conditions de Travail) et rendu public, exposant notamment les dispositions prises en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. Par ailleurs, tout accident ou incident, nucléaire ou non, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables pour la sûreté d'une INB doit être déclaré sans délai, notamment à l'ASN qui veille à l'adoption de mesures appropriées pour y remédier et pour éviter le renouvellement d'un tel accident ou incident.

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. Ces décisions sont soumises à l'homologation des Ministres concernés.

La Loi TSN met également en place des dispositions concernant l'information du public et la transparence avec par exemple la constitution d'un haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire ou la possibilité offerte à toute personne de demander directement à l'ex-

ploitant des informations sur les risques liés à la sûreté de son installation.

Enfin, sont instituées des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'une INB de ses obligations légales et réglementaires, tel 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.

## LA DÉCONSTRUCTION DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES

La mise à l'arrêt définitif et le démantèlement d'une INB sont autorisés par décret pris après avis de l'ASN. Cette dernière définit les prescriptions relatives au démantèlement et le décret fixera notamment les caractéristiques du démantèlement et son délai de réalisation. Une fois le démantèlement effectué, l'ASN prendra une décision portant sur le déclassement de l'installation, après homologation des Ministres chargés de la Sûreté Nucléaire.

## LES DÉCHETS RADIOACTIFS

Les activités d'EDF sont soumises à la réglementation française relative à la manipulation, au stockage et à l'élimination des déchets nucléaires. EDF assume la responsabilité des déchets nucléaires 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 du 30 décembre 1991. Le mode de stockage des déchets nucléaires en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité nucléaire. Outre certains stockages temporaires sur les sites EDF, les déchets à très faible activité (« TFA ») produits par EDF (par exemple les déchets de béton ou de métaux issus de la déconstruction d'une centrale nucléaire) sont stockés sur un site de l'ANDRA, dit « TFA » ouvert en 2003. Les déchets à faible et moyenne activité et à courte vie issus des activités d'EDF sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets nucléaires à haute activité et à vie longue, dit « HAVL », issus du traitement des combustibles usés sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement au centre de Areva NC (ex-Cogema) à La Hague dans l'attente de l'adoption d'une solution de gestion à long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus).

Les déchets à moyenne activité et vie longue, dit « MAVL » (par exemple les coques et les embouts, les morceaux de gaine, etc.) sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive de gestion long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus).

La Commission nationale d'évaluation des recherches sur la gestion des déchets radioactifs a rendu un rapport global d'évaluation le 18 janvier 2006. Celui-ci retenait le « stockage réversible en situation géologique profonde » comme la voie de référence pour une gestion définitive des déchets ultimes, même si les conditions d'une éventuelle décision finale de réalisation d'un stockage n'étaient pas encore réunies. Suite à l'adoption de la Loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, des recherches et études relatives aux déchets HAVL et MAVL sont poursuivies selon les trois axes complémentaires suivants :

- séparation et transmutation des éléments radioactifs à vie longue, afin de disposer en 2012, d'une évaluation des perspectives industrielles de ces filières et de mettre en exploitation un prototype d'installation avant le 31 décembre 2020 ;
- stockage réversible en couche géologique profonde : choix et conception d'un centre de stockage dont la demande d'autorisation devrait être instruite en 2015 et sous réserve de cette autorisation, mis en exploitation en 2025 ;
- entreposage : en vue, au plus tard en 2015, de créer de nouvelles installations d'entreposage ou de modifier des installations existantes.

La question de l'option devant être retenue par la France concernant la gestion des déchets de haute activité à vie longue a également fait l'objet d'un débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (« CNDP »). Le compte-rendu de ce débat ainsi que le bilan dressé par son président ont été rendus publics le 27 janvier 2006. L'apport le plus notable de la CNDP est l'apparition d'une nouvelle stratégie possible consistant à prévoir à la fois la poursuite des expérimentations sur le stockage géologique et la réalisation d'un prototype d'entreposage pérennisé.

Outre l'étude des trois axes complémentaires mentionnés ci-dessus, la Loi de programme du 28 juin 2006 prévoit qu'un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, mis à jour tous les 3 ans, dresse le bilan des modes de gestion existants et recense les besoins prévisibles en matière de stockage et d'entreposage ; elle précise qu'un centre de stockage en couche géologique profonde est une installation nucléaire de base dont l'autorisation de création par décret en Conseil d'État sera précédée d'un débat public. Cette Loi précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs.

Enfin, elle prévoit les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et déchets radioactifs. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne pourront être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et devront faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions sera contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire les Ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie, elle-même soumise à une Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le transport des déchets radioactifs est soumis en France aux articles L. 1333-1 et suivants du Code de la défense régissant la protection et le contrôle des matières nucléaires ainsi qu'à la réglementation relative au transport national et international de marchandises dangereuses, sous le contrôle de l'ASN. Cette dernière effectue une analyse critique des dossiers de sûreté proposés par les requérants pour obtenir l'agrément de leur modèle de colis. Ces textes ont pour objectif d'empêcher la perte ou la disparition de colis de matières nucléaires notamment durant leur transport et d'assurer la sûreté humaine et environnementale en maîtrisant les risques de contamination par les colis de matières nucléaires.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et modalités d'application des dispositions de la Loi de programme de juin 2006 applicables à compter du 29 juin 2007.

Ainsi, l'exploitant évalue les charges selon cinq catégories (charges de démantèlement des installations nucléaires, charges de gestion de leurs combustibles usés, etc.) qui font l'objet d'une décomposition en opérations définies conformément à une nomenclature fixée par un arrêté de l'autorité administrative. Cette évaluation des charges est effectuée au moyen d'une méthode reposant sur une analyse des différentes options raisonnablement envisageables pour conduire l'opération et sur cette base procéder au choix prudent d'une stratégie de référence.

Le taux d'actualisation, utilisé pour le calcul du montant des provisions, est déterminé par l'exploitant et ne doit excéder ni le taux de rendement attendu des actifs de couverture gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet, ni un plafond fixé par arrêté de l'autorité administrative.

Différents actifs de couverture sont admissibles, avec une répartition en pourcentage, comme par exemple des obligations, créances ou valeurs émises ou garanties par un État de la Communauté européenne ou de l'OCDE, ou des actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège sur le territoire d'États de la Communauté européenne ou de l'OCDE.

Les actifs de propriété, les actes et titres consacrant les créances, les comptes de dépôt doivent être conservés ou ouverts en France. Un inventaire permanent des actifs de couverture doit être tenu par l'exploitant et une synthèse transmise trimestriellement à l'autorité administrative. Le Conseil d'administration de l'exploitant fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, en respectant l'objet des actifs et les principes de prudence et de répartition des risques.

En outre, doivent être mis en place un comité, constitué par le Conseil d'administration, chargé d'examiner et de rendre un avis sur le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, ainsi qu'une procédure permanente de contrôle interne du dispositif de financement des charges et en particulier de leur évaluation et de la gestion des actifs de couverture. Dans les entreprises dont les titres sont offerts au public, cette procédure peut faire l'objet d'un chapitre particulier inséré dans le rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le contrôle interne.

Enfin, 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 DE LA RADIOPROTECTION

En France, le Code de la santé publique précise que la totalité des activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants est contrôlée par l'ASN. La protection générale de la population contre ces rayonnements 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. Le décret n° 2002-460 du 4 avril 2002 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants, qui transpose les dispositions de la directive 92/29/EURATOM du 13 mai 1996 et de la directive 97/43/EURATOM du 30 juin 1997, fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation française sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, issue de la directive 96/29/EURATOM et du décret n° 2003-296 du 31 mars 2003, impose en particulier une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

Pour assurer la transposition de la directive 2003/122/EURATOM du 22 décembre 2003 relative au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines, et introduire les modifications résultant de la Loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, la partie réglementaire du Code de la santé publique a été modifée par le décret n° 2007-1582 du 7 novembre 2007 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants.

## 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, le Royaume-Uni et l'Allemagne, pays dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (en France, au travers d'EDF, au Royaume-Uni au travers de British Energy et en Allemagne, au travers d'EnBW). En France, en application de ces conventions, la responsabilité civile nucléaire est régie par la Loi n° 68-943 du 30 octobre 1968, telle que modifiée.

La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité, qui présente les caractéristiques suivantes :

- *Dommages couverts* : réparation de tous les dommages aux personnes et aux biens ;
- *Nature de la responsabilité* : responsabilité objective, c'est-à-dire même en l'absence de faute de l'exploitant ;
- *Exonérations* : l'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des actes de conflit armé, d'hostilités, de guerre civile, d'insurrection ou à un cataclysme naturel de caractère exceptionnel. Les actes de terrorisme ne constituent pas une exonération ;
- *Personne responsable* : principe de canalisation de la responsabilité sur un intervenant unique : l'exploitant de l'installation nucléaire où sont détenues ou dont provenaient les substances nucléaires qui ont causé les dommages ;
- *Limitations de la responsabilité* : la responsabilité de l'exploitant peut être limitée à la fois dans son montant et sa durée par les législations nationales, sous réserve de respecter le montant minimal commun de responsabilité fixé par les Conventions :
  - si l'installation se situe en France, le montant de responsabilité de l'exploitant est limité à environ 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à environ 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Le délai imparti pour introduire des actions en réparation est de dix ans à compter de la date de l'accident ;
  - au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 228,6 millions d'euros ;
  - 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 381,1 millions d'euros.
- *Garantie financière* : 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. Cette assurance ou garantie financière doit être approuvée par l'État dans lequel l'installation assurée ou garantie se trouve. EDF a opté pour l'assurance et est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 4.1.3 (« Assurances ») ci-dessus sur les assurances).

Des protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation sensiblement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types

de dommages collatéraux. La responsabilité de l'exploitant est ainsi au moins égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'État où se trouve l'installation nucléaire responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et à concurrence de 1 200 millions d'euros. 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 certaines autres pertes résultant de la dégradation de l'environnement.

Enfin, les protocoles modificateurs prévoient que les cas d'exonération de responsabilité de l'exploitant sont désormais limités aux cas de conflits armés, d'hostilités, de guerre civile ou d'insurrection (les catastrophes naturelles ne sont plus un cas d'exonération).

Ces nouvelles dispositions ont été transposées en droit français par la Loi TSN du 13 juin 2006 précitée. Ces dispositions ne seront toutefois applicables qu'à la date d'entrée en vigueur des Protocoles mentionnés ci-avant lorsqu'au moins deux tiers des États signataires les auront ratifiés. De son côté, la France a adopté une Loi permettant la ratification des deux protocoles (Loi n° 2006-786 du 5 juillet 2006), mais n'a pas encore déposé les instruments de ratification correspondants initiés par le Ministère des Affaires étrangères.

### 6.5.4.3 RÉGLEMENTATIONS APPLICABLES AUX AUTRES MODES DE PRODUCTION DU GROUPE EDF

#### RÈGLES SPÉCIFIQUES EN MATIÈRE DE PRODUCTION THERMIQUE À FLAMME

Les activités de production thermique à flamme (« THF ») du groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les 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 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80 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) (voir section 6.5.4.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF ») ci-dessous pour une description de cette réglementation spécifique).

Des dérogations sont possibles pour les installations fonctionnant 20 000 heures maximum entre 2008 et 2015 et il est également prévu un système de réduction des émissions de polluants (SNR) qui pourrait permettre la mutualisation des rejets suite au regroupement de différentes installations et entraîner ainsi plus de souplesse. La directive 2003/105/CE du 16 décembre 2003 (dite Seveso 3), a été transposée par le décret n° 2005-989 du 10 août 2005 (seuils hauts) et l'arrêté du 29 septembre 2005 (seuils bas). Elle modifie la directive 96/82/CE du Conseil concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses (dite directive « Seveso 2 ») et pourrait avoir un impact sur les activités du groupe EDF. En effet, cette directive abaisse notamment les quantités autorisées de substances cancérigènes et/ou dangereuses pour l'environnement pour les installations produisant, utilisant, manipulant ou stockant ces substances. Ainsi, certaines centrales thermiques à flamme d'EDF pourraient être soumises au régime plus strict des installations Seveso et se voir imposer des obligations renforcées en matière de sécurité et de constitution de garanties financières.

#### RÈGLES SPÉCIFIQUES EN MATIÈRE D'INSTALLATIONS HYDRAULIQUES

Les installations hydrauliques sont soumises en France au régime instauré par la Loi du 16 octobre 1919 modifiée. Elles font l'objet de concessions accordées par le Premier Ministre (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par le préfet (pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW), ou d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique ») concernant les concessions hydrauliques).

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises à la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau et à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

#### CONDITIONS D'INSTRUCTION D'UNE DEMANDE DE RENOUVELLEMENT DES CONCESSIONS HYDRAULIQUES

Le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994 modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008, pris en application de la Loi du 16 octobre 1919, précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret intègre les modalités d'application de la Loi n° 93-122 du 29 janvier 1993 (dite Loi Sapin) qui impose, dans les délégations de service public, une procédure de mise en concurrence des différents candidats. L'ancien droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant a été supprimé par la Loi de finances rectificative pour 2006 du fait de sa non-compatibilité avec la procédure de mise en concurrence. La Loi de finances rectificative pour 2006 prévoit également pour les concessions hydrauliques l'établissement, lors de leur renouvellement, d'une nouvelle redevance annuelle plafonnée à 25 % des recettes résultant des ventes d'électricité issues de l'exploitation des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée en partie aux départements.

Le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 fixe les règles et procédures d'une demande de concession hydroélectrique dans un régime de concurrence. Il détermine 3 critères de choix du futur concessionnaire : garantie de l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute ; respect d'une gestion équilibrée de la ressource en eau ; meilleures conditions économiques et financières pour le concédant. La nouvelle procédure de désignation d'un concessionnaire sera d'une durée de 5 ans désormais (contre 11 ans actuellement).

#### RÈGLES SPÉCIFIQUES À LA PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

En France, la construction d'installations éoliennes est soumise, en application des articles 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. L'implantation d'une ou plusieurs éoliennes nécessite préalablement une enquête publique et une étude d'impact lorsque la hauteur du mât dépasse 50 mètres. Une notice d'impact est néanmoins requise par l'article L. 553-2 du Code de l'environnement lorsque la hauteur est inférieure.

### 6.5.4.4 AUTRES RÉGLEMENTATIONS EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT, DE SANTÉ, D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

#### RÉGLEMENTATION EN MATIÈRE D'ENVIRONNEMENT

**Loi sur l'eau et les milieux aquatiques**

La Loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui vise principalement à la reconquête de la qualité écologique des cours d'eau et à l'amélioration de la gestion de l'eau, comporte des dispositions susceptibles d'affecter EDF mais permet également d'inclure dans la politique de la gestion de l'eau la prise en compte des enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement électrique et des impératifs de la production hydroélectrique.

C'est ainsi que certaines contraintes se trouvent renforcées, du fait notamment de l'augmentation du débit minimal à l'aval des barrages, de la possibilité de modifier ou de retirer le titre d'exploitation, en cas de perturbations causées à certains poissons migrateurs par le fonctionnement de l'ouvrage, ou encore de la révision des classements de cours d'eau, pour y interdire la réalisation de nouveaux ouvrages ou fixer des prescriptions lors des renouvellements de titres d'exploitation. Toutefois, un assouplissement du régime du débit minimal est prévu dans certains cas, notamment pour les aménagements contribuant à la production de pointe, et une simplification des procédures administratives est par ailleurs organisée qui facilitera l'installation d'équipements hydroélectriques complémentaires.

La Loi a également renforcé la portée juridique de certains documents de gestion de l'eau ; ainsi les Schémas d'Aménagement et de Gestion de l'Eau deviennent de véritables règlements opposables à tous et susceptibles de contenir des normes relatives à la qualité ou la quantité d'eau.

Le Règlement n° 1100/2007 du Conseil du 18 septembre 2007 instituant des mesures de reconstitution du stock d'anguilles européennes est en vigueur depuis le 25 septembre 2007 et applicable directement, sans mesure de transposition. Il impose à chaque État membre d'élaborer rapidement (communication à la Commission pour le 31 décembre 2008) des plans de gestion de l'anguille pour chaque bassin hydrographique concerné. Ces plans de gestion ont comme objectif de réduire la mortalité anthropique afin d'assurer un taux d'échappement vers la mer d'au moins 40 % de la biomasse d'anguilles. Parmi les mesures énumérées dans le Règlement, le plan de gestion peut comporter « des mesures structurelles visant à permettre le franchissement des rivières et à améliorer les habitats pour les cours d'eau » ainsi que « l'arrêt temporaire des turbines des centrales hydroélectriques ». Le plan de gestion national, intégrant les mesures prises sur chaque bassin, a été communiqué fin décembre par l'État français. Il est en cours d'examen par la Commission.

**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 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT 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 doit être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. En France, le plan national d'élimination et de traitement des appareils au PCB a été approuvé par arrêté ministériel du 26 février 2003. Pour une dizaine d'entreprises qui disposaient de plus de 300 appareils, le plan particulier d'élimination pour chacune de ces entreprises (dont EDF) figure à l'annexe 11 du plan national. Le plan particulier à mettre en œuvre par EDF implique le traitement d'un certain nombre d'appareils chaque année, l'intégralité des appareils devant être traité, comme indiqué ci-dessus, au plus tard le 31 décembre 2010.

**Gaz à effet de serre**

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne 2003/87/CE du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz a effet de serre (« GES ») dans l'Union Européenne au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto. La directive prévoit en particulier que des quotas d'émission de GES doivent être attribués aux entreprises concernées en application d'un « Plan National d'Allocation des Quotas » (« PNAQ »). En France, cette directive a principalement été transposée par l'ordonnance n° 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de GES, et par le décret n° 2004-832 du 19 août 2004 relatif au système d'échange de quotas de GES. En application de cette réglementation, un premier PNAQ attribuant des quotas de GES aux entreprises concernées pour la période 2005-2007, a été approuvé en France par le décret n° 2005-190 du 25 février 2005. Ce plan a été validé définitivement par la Commission européenne le 18 mai 2005. En application du PNAQ1 français, EDF s'est vue affecter en France pour ses installations concernées, c'est-à-dire pour les installations de combustion de plus de 20 MW, environ 23,5 millions de tonnes de $CO_2$ par an pour la période 2005-2007. À la suite d'une phase de préparation, la Commission européenne ayant rendu son avis par décision du 26 mars 2007 sur le projet de plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre établi pour la deuxième période d'échanges (2008-2012), le PNAQ2 a été approuvé par décret le 15 mai 2007. Il fixe la quantité totale des quotas de $CO_2$ pour cette période à 132,8 Mt $CO_2$, la quantité de quotas affectée au secteur électrique à 25,6 Mt et enfin, EDF s'est vu affecter 16,58 Mt $CO_2$ annuels. Le PNAQ2 précise que les exploitants pourront utiliser dans la limite de 13,5 % de l'affectation de quotas prévue pour leurs installations, des URE ou REC (crédits issus des activités de projet) pour s'acquitter de leur obligation de restitution de quotas. Il annonce la suppression de la possibilité de la mise en réserve des quotas entre les périodes 2005-2007 et 2008-2012, mais une disposition législative reste nécessaire pour assurer la cohérence avec le Code de l'environnement.

L'arrêté du 31 mai 2007 fixe la liste des exploitants auxquels sont affectés des quotas d'émissions de gaz à effet de serre et le montant des quotas affectés pour la période 2008-2012.

L'article 8 de la Loi de finances rectificative pour 2008 a prévu que pour faire face à l'insuffisance de la réserve, l'enveloppe des quotas d'émission destinés aux installations du secteur de la production d'électricité, affectés mais non encore délivrés au 31 décembre 2008, tels que définis dans le plan national d'affectation des quotas pour la période 2008-2010 serait réduite dans la limite de 10% en 2009, 20% en 2010, 35% en 2011 et 60% en 2012. La Loi prévoit que les quotas ainsi dégagés pourront être vendus par l'État dans des conditions définies par décret en Conseil d'État. La répartition de la réduction sur les années 2009 à 2012 est fixée annuellement par décret, après avis de la commission d'examen du plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

La directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004 (directive dite « crédits d'émission ») modifiant la directive 2003/87 a été introduite en droit français, dans le Code de l'environnement (article L. 229-5 et suivants) par la Loi n° 2005-1319 du 26 octobre 2005 et le décret n° 2006-622 du 29 mai 2006. Les crédits d'émission générés par les activités de projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de

Kyoto (mise en œuvre conjointe — MOC — et mécanisme de développement propre — MDP) peuvent ainsi être utilisés dans le cadre du marché européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre et servir, sous certaines conditions, à respecter les obligations de restitution de quotas incombant aux exploitants.

Le dispositif a été complété par décret et arrêté, datés du 29 mai 2006 ainsi que par un arrêté du 2 mars 2007 venant préciser les différentes étapes de la procédure nationale d'agrément de ces projets. Deux procédures d'agrément distinctes sont prévues selon qu'il s'agit de projets MDP ou de MOC réalisés en dehors du territoire national par des opérateurs français, ou de projets MOC réalisés en France par des opérateurs étrangers ou français, projets dits domestiques.

Ainsi les exploitants concernés, dont EDF, pourront, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus de ces projets pour respecter leurs obligations annuelles de restitution de quotas à hauteur des émissions de $CO_2$ de leurs installations. La quantité de quotas allouée à EDF pour la 2e période ayant fortement diminué, l'entreprise devra faire plus largement appel à ces mécanismes pour couvrir ses émissions. L'utilisation de ces crédits à cette fin a toutefois été limitée et la procédure d'agrément de ces projets au niveau national est longue et complexe.

#### Sites naturels et sites classés (enfouissement des lignes)

Le groupe EDF est également soumis à la réglementation relative aux sites classés et protégés, en vertu de laquelle les lignes électriques sont soumises en France à une obligation d'enfouissement lorsqu'elles sont situées sur des sites classés et des parcs nationaux.

### RÉGLEMENTATION EN MATIÈRE DE SANTÉ, D'HYGIÈNE ET DE SÉCURITÉ

#### Amiante

Le groupe EDF est en outre soumis aux textes législatifs et réglementaires relatifs à l'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 (« TAR ») désormais soumises à la réglementation sur les ICPE. EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles dans ses TAR et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF est par ailleurs obligé de procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée. En l'absence de réglementation en la matière pour les TAR des INB, l'ASN a demandé en 2004 à EDF de ne pas dépasser, à titre provisoire et dans l'attente de l'adoption d'un arrêté spécifique, certaines concentrations en légionelles dans les bassins d'aéro-réfrigérants. En juin 2006, elle a également demandé que des mesures complémentaires soient mises en place pour renforcer le plan de surveillance existant et que des études de faisabilité approfondies soient réalisées pour chaque site afin de renforcer la prévention des légionelles dans les circuits.

## 6.5.4.5 PRINCIPAUX PROJETS DE RÉGLEMENTATIONS SUSCEPTIBLES D'AVOIR UN IMPACT SUR LES ACTIVITÉS DU GROUPE EDF

Plusieurs projets de réglementation aux niveaux communautaire et français, dont les principaux sont décrits ci-dessous, sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les activités du groupe EDF.

### 6.5.4.5.1 RÉGLEMENTATIONS FUTURES AU NIVEAU COMMUNAUTAIRE

#### 6.5.4.5.1.1 Le « Paquet Énergie et changement climatique »

**Présentation du « Paquet Énergie et changement climatique » de la Commission européenne le 10 janvier 2007**

La Commission européenne a présenté le 10 janvier 2007 (voir section 6.5.1.1 (« Législation européenne »)) son « Paquet Énergie et changement climatique » qui rassemble l'ensemble des orientations stratégiques concernant le secteur de l'énergie proposées au Conseil et au Parlement européen, dans l'objectif d'établir les bases d'une véritable politique énergétique européenne destinée à lutter contre le changement climatique et renforcer la sécurité énergétique et la compétitivité de l'Union Européenne. Le « Paquet Énergie et changement climatique » se compose d'une note d'analyse stratégique et de plusieurs documents consacrés respectivement au Marché intérieur de l'énergie, au mix énergétique, aux énergies renouvelables et au changement climatique.

**En ce qui concerne le « Paquet énergie »**

Dans le prolongement des travaux présentés le 10 janvier 2007 par la Commission européenne, le collège des commissaires a adopté le 19 septembre 2007 un troisième train de propositions législatives visant à améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz.

Désignées sous le vocable « troisième paquet », les propositions de la Commission se composent de 5 documents :

- une directive relative à l'électricité et modifiant et complétant la directive 2003/54/CE existante ;
- une directive relative au gaz et modifiant et complétant la directive 2003/55/CE existante ;
- un règlement relatif à l'électricité modifiant et complétant le règlement 1228/2003 existant ;
- un règlement relatif au gaz modifiant et complétant le règlement 1775/2005 existant ;
- un règlement instituant une agence européenne de coopération des régulateurs nationaux de l'énergie.

Les propositions de la Commission s'articulaient autour de plusieurs idées-force :

- Les dispositions existantes en matière de découplage ne suffisent pas à assurer le bon fonctionnement du marché.

La Commission estime que lorsque le gestionnaire de réseau de transport a le statut d'entité juridique au sein d'une entreprise intégrée, il peut accorder un traitement de faveur à ses entreprises liées, l'accès non discriminatoire à l'information n'est pas garanti et les incitations à l'investissement sont faussées.

La Commission considère en conséquence qu'une séparation plus effective des gestionnaires de réseau est nécessaire.

Pour satisfaire cette exigence, la Commission donnait aux États membres le choix entre la dissociation patrimoniale pure et simple des GRT (*Ownership Unbundling* ou OU), solution qu'elle privilégie, et l'option alternative du « gestionnaire de réseau indépendant » (ISO).

La dissociation patrimoniale impose aux États membres de faire en sorte que la ou les mêmes personnes ne puissent exercer de contrôle sur une entreprise de fourniture et, simultanément, détenir une quelconque participation dans, ou exercer un quelconque droit sur, un réseau de transport ou un gestionnaire de réseau de transport. La réciproque de cette disposition s'applique également : autrement dit, le contrôle exercé sur un gestionnaire de réseau de transport exclut la possibilité de détenir une participation dans, ou d'exercer des droits sur, une entreprise de fourniture.

La Commission admettait toutefois que les États membres puissent préférer une autre solution qu'elle qualifie elle-même de « solution de remplacement ». L'option du « gestionnaire de réseau indépendant » permet aux entreprises verticalement intégrées de conserver la propriété des actifs du réseau, mais exige que le réseau de transport lui-même soit géré par un gestionnaire de réseau indépendant – une entreprise ou entité séparée de l'entreprise verticalement intégrée – qui assure toutes les fonctions d'un gestionnaire de réseau. La directive prévoit en outre la mise en place d'une réglementation et d'une surveillance permanente, pour garantir que le gestionnaire demeure véritablement indépendant de l'entreprise verticalement intégrée.

- L'indépendance et les pouvoirs des régulateurs nationaux doivent être élargis.

La Commission considère que l'indépendance des autorités de régulation est un élément clé du bon fonctionnement du marché de l'électricité. Elle propose de renforcer cette indépendance en accordant aux autorités de régulation la personnalité morale, l'autonomie financière et des ressources humaines et financières appropriées. La Commission estime par ailleurs qu'il est nécessaire de renforcer les compétences des régulateurs nationaux en matière de régulation des marchés.

L'élargissement des compétences ainsi proposé porte notamment sur le contrôle du respect par les gestionnaires de réseaux des règles régissant l'accès des tiers, la gestion des congestions et des interconnexions. Il a également vocation à permettre aux régulateurs nationaux d'évaluer les plans d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport et de fournir une évaluation de la compatibilité de ces plans avec le plan décennal de développement du réseau pour l'ensemble de l'Europe.

- Une agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie doit être mise en place.

La Commission estime nécessaire de renforcer la coopération entre autorités nationales de régulation par la création d'une agence européenne de coopération. Les principales missions de cette agence seraient les suivantes : fournir un cadre de coopération aux régulateurs nationaux, surveiller et évaluer les activités du réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz et d'électricité. L'agence disposerait à cette fin de pouvoirs de décision individuelle et d'un rôle consultatif général.

- Une coopération solide entre gestionnaires de réseaux de transport est nécessaire à une bonne intégration des marchés du gaz et de l'électricité.

Tirant argument des incidents réseau et pannes généralisées survenues ces dernières années, la Commission estime qu'une coopération volontaire entre gestionnaires de réseaux est insuffisante. Elle propose en conséquence de renforcer la coopération entre gestionnaires de réseaux de transport dans plusieurs domaines clés, que sont notamment : l'élaboration de « codes » commerciaux et techniques, la coordination de l'exploitation des réseaux, la planification des investissements, les activités de recherche et d'innovation d'intérêt commun.

Au premier trimestre 2008, 8 États membres, dont la France et l'Allemagne, estimant que la séparation patrimoniale du GRT n'est pas nécessaire pour améliorer l'ouverture des marchés, ont proposé une 3ème voie reposant sur trois axes : l'amélioration de la gouvernance des entreprises verticalement intégrées et de leurs relations avec les GRT filialisés, le développement des réseaux (plan de développement, contrôle des investissements) et la coopération régionale.

Lors du Conseil Énergie du 6 juin 2008, les Ministres européens de l'énergie sont parvenus à dégager des orientations générales. S'agissant de la séparation des activités de GRT avec les activités de production/fourniture, l'idée d'une 3ème voie (dite « ITO » *Independant Transmission Operator*) a été admise qui vise à garantir l'indépendance du GRT tout en préservant les intérêts financiers des entreprises verticalement intégrées.

Le Conseil Énergie du 10 octobre 2008 a adopté un nouveau projet de texte qui :
- Encourage la coopération régionale ;
- Pose le principe de la séparation patrimoniale des GRT, mais laisse aux États membres la possibilité d'opter, à titre dérogatoire, soit pour le système de l'ISO, soit pour celui de l'ITO ;
- Renforce les pouvoirs des autorités de régulation notamment en ce qui concerne le contrôle des investissements des GRT.

Le 24 mars 2009, un compromis sur le texte de la 3ème directive a été adopté par les membres de la commission de l'industrie du Parlement européen et la présidence tchèque. Ce compromis :
- donne aux États membres la possibilité d'opter pour l'une trois options de dissociation des activités de production/ fourniture de l'activité de gestion des réseaux : séparation patrimoniale, l'ISO ou l'ITO, cette dernière option permet le maintien de sociétés intégrées d'approvisionnement et de transport sous réserve du respect de critères d'indépendance renforcés ;
- prévoit la création d'une agence communautaire de coopération des régulateurs et renforce les pouvoirs des régulateurs nationaux ;
- pose le principe de l'établissement de réseaux européens de gestionnaires de réseaux de transport ;
- accorde des droits renforcés aux consommateurs et plus particulièrement aux consommateurs vulnérables : amélioration des procédures de changement de fournisseur, du traitement des réclamations, nécessité pour les États membres d'adopter des « mesures appropriées » contre « la pauvreté énergétique ».

Ce texte devrait être voté par le Parlement lors de la session d'avril 2009 (21 au 24) ou de mai 2009 (4 au 7).

**En ce qui concerne le « Paquet climat »**
La Commission européenne a présenté, le 23 janvier 2008, sous forme de ce qui est communément appelé le « Paquet Climat », plusieurs propositions de textes en matière de lutte contre le changement climatique. Cette étape fait suite à l'approbation par le Conseil Européen, en mars 2007, d'un ambitieux plan d'action « climat » qui préconisait principalement un engagement de l'UE à réduire d'au moins 20 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici 2020, un objectif obligatoire de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique à la même échéance, et enfin une augmentation de 20 % de l'efficacité énergétique (objectif dit des « 3 x 20 »).

Destiné à atteindre cet objectif, le train de propositions de la Commission s'articule principalement autour de cinq textes : une directive modifiant le système communautaire d'échange de quotas d'émission, une réparti-

tion de l'effort entre les États membres dans les domaines non couverts par ce système, comme les transports, le bâtiment, ou les services, une directive destinée à promouvoir les énergies renouvelables, une directive sur le captage et le stockage du $CO_2$, et enfin un nouvel encadrement des aides d'État dans le domaine de l'environnement.

#### La proposition de directive visant à élargir et à renforcer le système communautaire d'échange de quotas d'émission

Parmi les principales modifications proposées au système en place depuis 2005, on doit relever le remplacement des plafonds nationaux limitant le nombre de quotas d'émission par un plafond unique pour toute l'Union, l'introduction d'un certain nombre d'industries nouvelles (production d'aluminium, pétrochimie, transport aérien, etc.) et de deux gaz supplémentaires, ainsi qu'une harmonisation des règles concernant les allocations à titre gratuit. Une proportion considérable des quotas sera mise aux enchères : dès 2013, les quotas destinés au secteur énergétique seront en totalité mis aux enchères ; dans les autres secteurs, l'octroi de quotas gratuits a en principe vocation à disparaître progressivement d'ici 2020.

#### La proposition de directive relative à la promotion des sources d'énergie renouvelables

Cette proposition fixe en particulier une proportion contraignante – sans toutefois instituer de dispositif de sanction – de 20 % d'énergie renouvelable dans la consommation énergétique finale de l'Union. L'objectif global est ensuite décliné par État en considération notamment du mix énergétique national, du potentiel de chaque État et du PIB. La France se voit fixer l'objectif contraignant de 23 % d'énergies renouvelables. Chaque État membre devra par ailleurs adopter d'ici 2010 un plan d'action national comprenant les mesures appropriées pour atteindre ses objectifs, et la progression concernant la part des Énergies renouvelables devra suivre une trajectoire indicative. Enfin, le texte envisage la mise en place d'un régime de garanties d'origine transférables, destiné à permettre aux États d'atteindre leurs objectifs de la manière la plus rentable possible.

#### La proposition de directive visant à instaurer un cadre juridique pour la pratique sûre du captage et le stockage géologique de dioxyde de carbone

Le captage et le stockage du $CO_2$ (« CCS : Carbon Capture and Sequestration ») désignent une succession de procédés technologiques consistant à capter le dioxyde de carbone présent dans les gaz rejetés par l'industrie, puis à le transporter et à l'injecter dans des formations géologiques. Ces activités sont incluses dans le nouveau système communautaire d'échange de quotas d'émission. De plus, afin d'encourager le captage de $CO_2$ dans les centrales à charbon, la proposition de directive prévoit que l'exploitant d'une nouvelle centrale devra évaluer la faisabilité du captage, du transport et du stockage de $CO_2$ émis par son installation et, qu'à l'horizon 2020, toutes les nouvelles centrales devraient, si possible, être équipées de la technologie CCS. La proposition réglemente également le stockage, prévoyant notamment un régime d'autorisation d'explorer le sous-sol puis de l'exploiter aux fins de stockage, la réalisation d'études d'impact, des inspections environnementales et un transfert de responsabilité vers l'autorité nationale compétente après la fermeture du site de stockage.

#### La décision portant nouvel encadrement des aides d'État à l'environnement

L'objectif principal de cette proposition est la prise en compte de la priorité donnée à la lutte contre le changement climatique et aux instruments jugés indispensables pour y parvenir (efficacité énergétique, énergies renouvelables, technologies « propres »). Il devrait permettre une plus grande souplesse dans l'attribution des aides.

### 6.5.4.5.1.2 Autres réglementations futures au niveau communautaire

**Environnement**

À la suite du programme CAFE (Clean Air For Europe), lancé en 2001 par la Commission européenne pour améliorer la qualité de l'air en Europe, et de la stratégie thématique sur la pollution atmosphérique du 21 septembre 2005 (communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen) qui définit les objectifs en matière de pollution atmosphérique et propose des mesures pour les atteindre à l'horizon 2020, a été lancée la révision de la directive n° 2001/81 (NEC) fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques. La phase de consultation préalable étant finie, une proposition de directive modificative devait être publiée par la Commission au mois de février 2008 mais a été repoussée en avril 2008 en raison notamment de la volonté de la CE de prendre en compte le « paquet énergétique » et les difficultés liées à la répartition entre les États membres. Cette proposition de directive proposerait notamment la mise en place d'un marché des émissions de $SO_X$ et $NO_X$ entre les États membres et le durcissement des plafonds nationaux d'émissions.

Un projet de directive relative au stockage géologique de dioxyde de carbone qui vise à établir dans l'Union Européenne un cadre légal pour le stockage géologique de $CO_2$ en vue de réduire les émissions de $CO_2$ dans l'atmosphère est en préparation. Il devrait modifier la directive n° 2001/80/CE relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion afin d'obliger les exploitants d'installations nouvelles à évaluer la faisabilité technique du captage et stockage de $CO_2$ et à prévoir la mise en place d'un système de captage de $CO_2$. La réglementation concernera donc EDF, étant précisé que la date à laquelle l'obligation d'équiper les installations de combustion en système de captage demeure incertaine et dépend notamment de la démonstration de la viabilité technique et commerciale du captage et du stockage de $CO_2$.

La proposition de directive du 24 octobre 2005 qui vise à établir un cadre communautaire afin de protéger et conserver le milieu marin prévoit que les États définiront des stratégies pour les eaux marines européennes avec pour objectif d'atteindre en 2021 un bon état écologique du milieu marin ; des programmes de surveillance et de diverses mesures seront adoptés. Certaines installations de production d'EDF (éoliennes off-shore, centrales en bord de mer ou à l'intérieur des terres dès lors qu'elles sont susceptibles d'affecter directement ou indirectement le milieu marin) pourraient à terme être affectées par des contraintes nouvelles.

La proposition de directive sur les normes de qualité environnementale dans le domaine de l'eau et modifiant la directive n° 2000/60/CE établira des normes de qualité environnementale pour limiter la quantité de substances chimiques (appelées substances prioritaires) présentant un risque significatif pour l'environnement ou la santé dans les eaux de surface (cours d'eau, lacs, eaux côtières) de l'Union Européenne. Elle demandera aux États membres de veiller au respect des normes. Cette obligation pourra donner lieu à des dispositions plus sévères concernant les rejets et émissions des installations d'EDF.

Divers motifs dont certaines catastrophes écologiques liées à des transports maritimes, ont conduit la Commission à élaborer une nouvelle proposition de directive relative à la protection de l'environnement par le droit pénal (adoption par la Commission le 9 février 2007). Cette proposition a pour objet, d'une part, d'identifier les actes gravement dommageables qui seraient répréhensibles et, d'autre part, d'en fixer le niveau minimal de peines. En l'état actuel, on constate globalement que cette proposition renforce les sanctions pénales y compris pour les activités nucléaires, par rapport à celles qui sont déjà applicables en droit français pour les actes

similaires. Cependant, un arrêt du 23 octobre 2007 de la CJCE rendu en matière de pollution des navires, tout en confirmant la compétence de principe de la Commission et du Parlement à définir des infractions afin de renforcer la protection de l'environnement, leur dénie la compétence pour déterminer le type et le niveau des sanctions pénales. Dans ces conditions, l'actuelle proposition devrait être reprise en faisant disparaître les peines qui y étaient fixées, vraisemblablement en y substituant l'affirmation de la nécessité d'avoir des sanctions pénales efficaces, proportionnées et dissuasives ; ce qui laisserait ainsi une certaine souplesse à chacun des États membres.

Ainsi que le préconisait le sixième programme d'action pour l'environnement, la Commission européenne a publié le 22 septembre 2006 une proposition de directive définissant un cadre pour la protection des sols qui a été adopté par le Parlement européen en 1ère lecture le 14 novembre 2007. Le Conseil des ministres européens de l'environnement réuni le 20 décembre 2007 n'a pas en revanche adopté ce texte, plusieurs États s'y opposant, au nombre desquels la France, au nom du principe de subsidiarité. Ce texte a pour objectif de définir les principes et actions, communs à tous les États membres, permettant de lutter activement contre la dégradation des sols et préserver leur capacité à remplir chacune de leurs fonctions écologiques, économiques, sociales et culturelles. Le texte pourrait être relancé à l'initiative des prochaines présidences de l'Union Européenne.

La Commission a lancé le processus de révision de la directive IPPC (« *Integrated Pollution Prevention and Control* ») du 24 septembre 1996 (qui devait être transposée dans les États membres au mois d'octobre 2007 en 2005 (des consultations publiques se sont notamment déroulées de mai à juin 2007)). La Commission européenne a adopté le 21 décembre 2007 une communication « Amélioration de la politique en matière d'émissions industrielles » et une proposition de directive relative aux émissions industrielles (prévention et réduction intégrées, de la pollution). Cette proposition de directive révise et refond en un seul texte juridique plusieurs textes existants dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc. Cette refonte devrait conduire à une meilleure application des Meilleures Technologies Disponibles, et à élargir le champ à d'autres activités. L'entrée en vigueur de la directive révisée est prévue pour 2016.

**Nucléaire**

L'anniversaire du traité Euratom a été l'occasion pour les institutions européennes de dresser le bilan de son application. Il en est ressorti que le Parlement souhaiterait que la codécision soit introduite dans le traité Euratom afin d'être obligatoirement associé au processus décisionnel. Néanmoins l'acquis communautaire en matière d'énergie nucléaire ainsi que sa modernité dans le contexte énergétique et climatique actuel ont été salués et les fondamentaux du traité ne devraient pas être modifiés prochainement.

Par ailleurs, un groupe de haut niveau sur la sûreté nucléaire et la gestion des déchets composé de représentants des États membres et d'un représentant de la Commission a été créé par le Conseil au cours du printemps 2007. Il est chargé d'identifier des approches harmonisées et de proposer des recommandations sur la sûreté des installations, la sûreté de la gestion des déchets et le financement du démantèlement et de la gestion des déchets et du combustible usé. Ses travaux pourront, à terme, susciter de nouveaux développements de la réglementation nucléaire communautaire. La première réunion s'est tenue le 12 octobre 2007.

La Commission souhaiterait harmoniser les régimes de responsabilité civile nucléaire et procède actuellement à une étude d'impact tenant compte des conventions internationales de Paris et de Vienne et envisageant l'élaboration d'un régime « communautaire ».

### 6.5.4.5.2 RÉGLEMENTATIONS FUTURES EN FRANCE

La responsabilité d'EDF en matière de dommages causés à l'environnement par certaines de ses activités non nucléaires, devrait être renforcée par la transposition à intervenir en droit français de la directive n° 2004/35/CE du 21 avril 2004. Cette directive instaure un régime non rétroactif de responsabilité objective, limité à certains dommages environnementaux particulièrement graves. Ainsi, l'exploitant d'une installation sera responsable dès lors qu'il sera possible d'établir un lien de causalité entre le dommage et son activité. Par ailleurs, l'objectif poursuivi est de tendre, dans la mesure du possible, à une restauration de l'environnement qui a été dégradé. Ce nouveau régime ne modifie en rien les règles existantes d'indemnisation à l'égard des tiers qui ont été victimes d'une pollution. La directive n'a pas, à ce stade, rendu obligatoire un système de garanties financières.

Le Groupe sera également soumis à la directive n° 2004/40/CE du 29 avril 2004 concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé relatives à l'exposition des travailleurs aux risques dus aux agents physiques (champs électromagnétiques) qui doit être transposée au plus tard le 30 avril 2008. Cette directive introduit des prescriptions minimales en matière d'évaluation et de réduction des risques ainsi qu'en matière d'information et de formation des travailleurs.

Ces prescriptions concerneront RTE-EDF Transport et ERDF, compte tenu des champs électromagnétiques générés par les lignes ou les postes-sources à l'occasion de travaux sous tension ou non. Elles affecteront également la Direction Production-Ingénierie d'EDF qui emploie du personnel de maintenance électrique dans le voisinage des alternateurs situés en sortie de centrale de production.

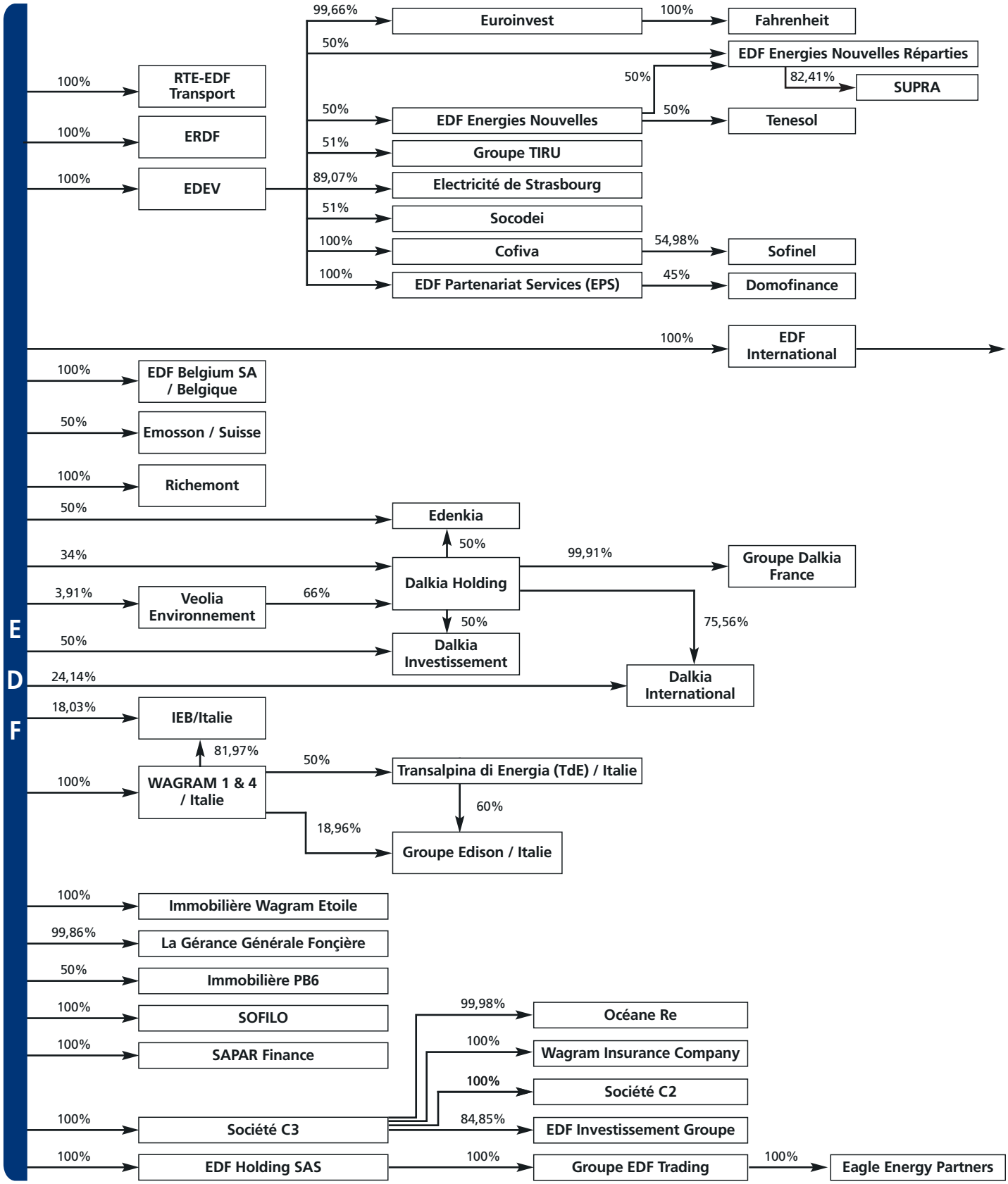
La directive européenne du 14 mars 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, qui fixe un objectif indicatif de réduction des consommations à réaliser au niveau des États membres et laisse une assez large place à la subsidiarité devra être transposée en droit interne d'ici le 17 mai 2008. Chaque État devra présenter à trois reprises un plan d'action pour l'efficacité énergétique (30 juin 2007, 30 juin 2011 et 30 juin 2014) et le secteur public devra jouer un « rôle exemplaire ». Outre l'effort particulier d'information des clients qu'elle fait peser sur les fournisseurs d'énergie (exigences en matière de facturation et comptage), le rôle des fournisseurs d'énergie est laissé à l'appréciation des États membres. L'impact de cette directive sera par conséquent à apprécier au regard de ses futurs textes de transposition.

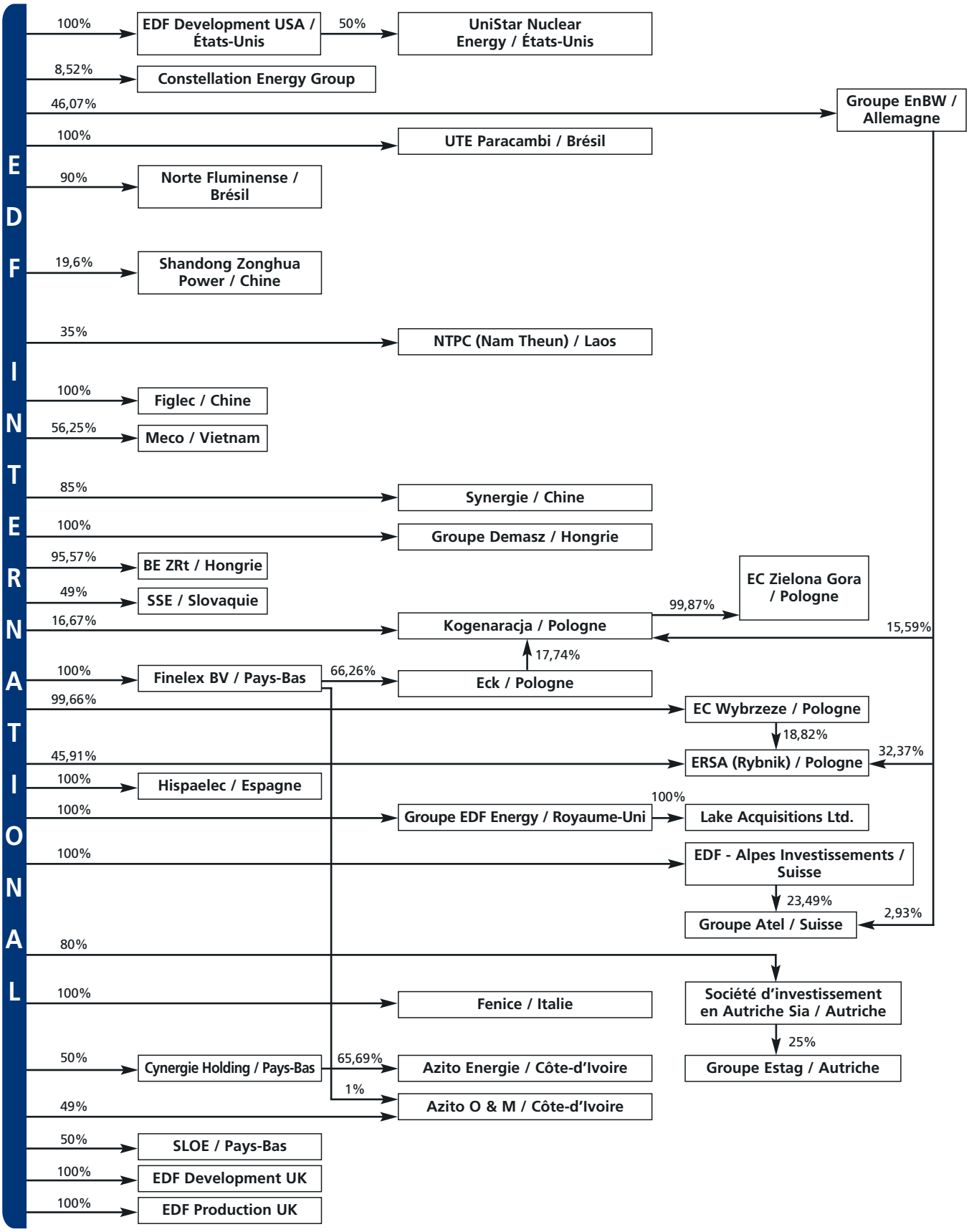
Une série de réglementations est attendue à la suite du « Grenelle de l'environnement », qui devraient concerner à des degrés divers les activités amont et aval d'EDF. Des Comités opérationnels préparent, sous le regard de Comités de suivi et d'évaluation représentant les parties prenantes (syndicats, ONG, représentants des entreprises, administrations, élus) la traduction opérationnelle et juridique des orientations et objectifs annoncés par le Président de la République et les conclusions des tables rondes du Grenelle de l'environnement du 24 au 26 octobre 2007. Un rapport a par ailleurs été remis le 6 janvier 2008 par Madame Corinne Lepage et formule des propositions dans les domaines de l'information, de l'expertise, et de la responsabilité.

À l'automne 2008, le gouvernement a mis en place une commission chargée de réfléchir aux conditions de sortie du TaRTAM et d'évolution des tarifs réglementés. Présidée par Monsieur Champsaur et composée de parlementaires et d'experts, cette commission doit rendre son rapport au printemps 2009.

# 7 Organigramme

Un organigramme juridique simplifié du Groupe au 31 décembre 2008 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité, correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.




EDF INTERNATIONAL
100%
EDF Development USA / États-Unis
50%
UniStar Nuclear Energy / États-Unis
8,52%
Constellation Energy Group
46,07%
Groupe EnBW / Allemagne
100%
UTE Paracambi / Brésil
90%
Norte Fluminense / Brésil
19,6%
Shandong Zonghua Power / Chine
35%
NTPC (Nam Theun) / Laos
100%
Figlec / Chine
56,25%
Meco / Vietnam
85%
Synergie / Chine
100%
Groupe Demasz / Hongrie
95,57%
BE ZRt / Hongrie
49%
SSE / Slovaquie
99,87%
EC Zielona Gora / Pologne
16,67%
Kogenaracja / Pologne
15,59%
17,74%
100%
Finelex BV / Pays-Bas
66,26%
Eck / Pologne
99,66%
EC Wybrzeze / Pologne
18,82%
45,91%
ERSA (Rybnik) / Pologne
32,37%
100%
Hispaelec / Espagne
100%
Groupe EDF Energy / Royaume-Uni
100%
Lake Acquisitions Ltd.
100%
EDF - Alpes Investissements / Suisse
23,49%
Groupe Atel / Suisse
2,93%
80%
100%
Fenice / Italie
Société d'investissement en Autriche Sia / Autriche
25%
50%
Cynergie Holding / Pays-Bas
65,69%
Azito Energie / Côte-d'Ivoire
Groupe Estag / Autriche
1%
49%
Azito O & M / Côte-d'Ivoire
50%
SLOE / Pays-Bas
100%
EDF Development UK
100%
EDF Production UK

## Organigramme

L'intégralité des sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe est mentionnée à la note 43 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

### LAKE ACQUISITIONS – BRITISH ENERGY

Lake Acquisitions Limited, filiale à 100 % du Groupe, ayant servi de véhicule d'acquisition dans le cadre des offres publiques lancées sur British Energy au Royaume-Uni (voir sections 6.3.1.1.1.4 (« Lake Acquisitions ») et 6.3.1.1.3.1 (« Offres »)), détenait au 31 décembre 2008 environ 26,53 % du capital de British Energy. Au 5 janvier 2009, lesdites offres publiques d'acquisition étant devenues inconditionnelles, Lake Acquisitions détenait approximativement 96,44 % du capital de British Energy (voir section 6.3.1.1.3 (« British Energy »)). À la date de dépôt du présent Document de Référence, Lake Acquisitions détient l'intégralité des actions de British Energy à l'exception de l'« Action Spéciale » (titre spécial d'un montant nominal de 1 livre sterling, détenu conjointement par le Secrétaire d'État du Gouvernement de sa Majesté et le Secrétaire d'État d'Écosse).

### GROUPE ATEL / SUISSE

Suite au rapprochement entre Atel et EOS intervenu le 27 janvier 2009 dans le cadre de l'accord conclu en date du 18 décembre 2008, le Groupe détient à la date de dépôt du présent Document de Référence une participation d'environ 25 % dans le capital de l'énergéticien suisse Alpiq (voir section 6.3.1.4.1 (« Suisse »)).

## Informations relatives aux filiales

La présentation des activités des principales filiales du Groupe, la description de leurs dernières acquisitions, leurs soldes intermédiaires de gestion et/ou leur poids économique dans le Groupe figurent à la section 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international ») du présent Document de Référence. Par ailleurs, la note 7.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008 fournit des informations financières sur les sociétés du Groupe, par zone géographique.

## Mandats exercés par les dirigeants d'EDF

Les mandats exercés par les dirigeants d'EDF au sein des filiales du Groupe sont mentionnés en Annexe C au présent Document de Référence.

## Relations contractuelles intra-groupe

### 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 maison-mère. Il concerne certaines filiales, tant françaises qu'internationales. Il ne concerne pas RTE-EDF Transport.

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 chaque filiale 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. Bien qu'une part substantielle des dividendes mis en paiement par certaines filiales du Groupe (dont EnBW et EDF Energy) soit exclusivement versée à EDF International (environ 474 millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2008), EDF a reçu d'EDF International environ 581 millions d'euros et de ses autres filiales consolidées environ 975 millions d'euros de dividendes au titre de ce même exercice.

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 le financement de ses filiales anglaises (hors financement des activités régulées). Dans ce cadre, EDF a créé en 2007 EDF Investissements Groupe dont l'objet est notamment de centraliser les financements intra-groupe de moyen et long terme.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, ceux-ci ne sont pas significatifs. En effet, les filiales du Groupe disposent généralement de leurs propres services centraux et opèrent sous leurs propres marques.

Pour une description des flux financiers liés aux relations commerciales existant entre EDF et ses filiales, voir le chapitre 19 (« Opérations avec des apparentés ») ci-après.

# 8 Propriétés immobilières, usines et équipements


**8.1** Actifs immobiliers tertiaires 141

**8.2** Participation des employeurs à l'effort de construction (« PEEC ») 141

**8.3** Prêts d'accession à la propriété 141


## 8.1 Actifs immobiliers tertiaires

Le Pôle Immobilier (regroupant la Direction de l'Immobilier et ses filiales immobilières rattachées) assure en France les fonctions de prestataire immobilier des entités du Groupe en gérant et en optimisant un patrimoine immobilier tertiaire de près de 4,5 millions de m² de locaux tertiaires, dont environ 77 % sont en pleine propriété du Groupe et 23 % sont loués à des tiers (prises à bail et concessions).

La Direction de l'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 2009-2019 pour EDF à hauteur de 618 millions d'euros qui sont traités dans l'annexe des comptes consolidés.

## 8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction (« PEEC »)

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 pour l'année 2008 environ 13,2 millions d'euros.

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.

## 8.3 Prêts d'accession à la propriété

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF aide ses salariés à acquérir leur résidence principale. À la suite de la conclusion d'un partenariat avec le Crédit Immobilier de France (« CIF »), celui-ci assure la production, le financement et la gestion des prêts aux salariés de l'entreprise. EDF assure auprès du CIF la compensation de l'écart entre le taux bonifié (auquel le CIF prête aux agents d'EDF) et le taux résultant de la consultation bancaire réalisée en 2005 ayant permis de retenir le CIF comme organisme bancaire.

Au 31 décembre 2008, l'encours « résiduel » non titrisé des créances « accession à la propriété » s'élevait à 8,7 millions d'euros au bilan d'EDF.

# 9 Examen de la situation financière et du résultat


**9.1** Chiffres clés 143

**9.2** Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice 144

**9.3** Introduction à l'analyse des résultats 2008 155

**9.4** Présentation des résultats 2008 156

**9.5** Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements 158

**9.6** Segmentation de l'information financière 159

**9.7** Analyse du compte de résultat consolidé pour 2008 et 2007 160

**9.8** Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation 165

**9.9** Flux de trésorerie et endettement financier 172

**9.10** Gestion et contrôle des risques financiers et des risques marchés énergies 178

**9.11** Provisions 187

**9.12** Engagements hors bilan (engagements donnés) 188

**9.13** Événements postérieurs à la clôture 190

**INCORPORATION PAR RÉFÉRENCE**

En application de l'article 28 du Règlement (CE) n ° 809/2004 en date du 29 avril 2004, l'examen de la situation financière et des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2007 figurant au chapitre 9 (pages 130 à 175) du Document de Référence 2007 du Groupe, est inclus par référence dans le présent document.

# 9.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés du groupe EDF.

Les chiffres clés du Groupe au 31 décembre 2008 sont les suivants :

## Extraits des comptes des résultats consolidés

| Exercice clos au 31 décembre *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 64 279 | 59 637 | 4 642 | 7,8 | 10,6 |
| Excédent brut d'exploitation (hors impact de la loi du 4 août 2008) | 15 435 | 15 210 | 225 | 1,5 | 3,7 |
| Excédent brut d'exploitation | 14 240(2) | 15 210 | (970) | - 6,4 | - 4,2 |
| Résultat d'exploitation | 7 911 | 9 991 | (2 080) | - 20,8 | - 18,9 |
| Résultat avant impôts des sociétés intégrées (1) | 4 744 | 7 457 | (2 713) | - 36,4 | - 35,2 |
| Résultat net part du Groupe | 3 400 | 5 618 | (2 218) | - 39,5 | - 38,2 |

*(1) Le résultat avant impôts des sociétés intégrées correspond au résultat net du groupe EDF avant prise en compte de l'impôt sur les résultats, de la quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence, du résultat net des activités en cours d'abandon et des intérêts minoritaires.*

*(2) Le montant intègre la provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM (1 195 millions d'euros). Avant prise en compte de cette provision, l'excédent brut d'exploitation serait de 15 435 millions d'euros en croissance de 225 millions d'euros soit + 1,5 % par rapport à celui de 2007 et + 3,7 % en croissance organique (voir ligne « Excédent brut d'exploitation hors impact de la loi du 4 août 2008 »).*

## Extraits des bilans consolidés

| Exercice clos au 31 décembre *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Actif non courant | 141 132 | 134 572 |
| Actif courant | 59 154 | 51 308 |
| Actifs détenus en vue de la vente | 2 | 269 |
| **TOTAL DE L'ACTIF** | **200 288** | **186 149** |
| Capitaux propres — part du Groupe | 23 058 | 27 210 |
| Intérêts minoritaires | 1 784 | 1 586 |
| Provisions non courantes | 43 415 | 44 038 |
| Autres passifs non courants | 73 814 | 64 623 |
| Passif courant | 58 217 | 48 578 |
| Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente | 0 | 114 |
| **TOTAL DU PASSIF** | **200 288** | **186 149** |

## Extrait des tableaux de flux de trésorerie consolidés

| Exercice clos au 31 décembre *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles | 7 572 | 10 222 | (2 650) | - 25,9 |
| Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement | (16 665) | (5 428) | (11 237) | 207,0 |
| Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement | 8 811 | (2 116) | 10 927 | NS |
| Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie | (282) | 2 678 | (2 960) | NS |

.

### Informations relatives à l'endettement financier

| Exercice clos au 31 décembre *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| Emprunts et dettes financières | 37 451 | 27 930 | 9 521 | 34,1 |
| Dérivés de couvertures des dettes | (381) | 23 | (404) | NS |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | (5 869) | (6 035) | 166 | 2,8 |
| Actifs liquides | (6 725) | (5 682) | (1 043) | 18,4 |
| Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente | 0 | 33 | (33) | NS |
| **ENDETTEMENT FINANCIER NET** | **24 476** | **16 269** | **8 207** | **50,4** |

# 9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'exercice

## 9.2.1 Éléments de conjoncture

### 9.2.1.1 CRISE DES MARCHÉS FINANCIERS, CRISE ÉCONOMIQUE ET ÉVOLUTION DU PIB

Depuis mi-2008, l'économie mondiale connaît un net ralentissement.

À l'origine immobilière et financière, la crise s'est progressivement propagée à l'ensemble des économies. Au sein de l'OCDE, les principaux pays – États-Unis, Japon, pays d'Europe – ont ainsi enregistré une contraction de leur PIB à partir du troisième trimestre 2008. Le recul de l'activité est plus sensible encore dans les pays dont les économies dépendent largement du prix des matières premières et des hydrocarbures, tandis que les grands pays exportateurs, tels la Chine, connaissent un moindre rythme de croissance.

La volatilité s'est fortement accrue sur la plupart des marchés financiers, notamment sur les marchés de change, où la conjugaison du ralentissement économique, de la dégradation des balances des paiements et de politiques de baisse des taux différenciées selon les pays occasionnent d'importantes fluctuations.

Depuis le second semestre 2008, les pouvoirs publics ont engagé différentes mesures de grande ampleur visant à stabiliser et à renforcer leur système bancaire et financier, à accroître la liquidité sur le marché interbancaire et à relancer leurs économies. La plupart des experts s'accordent toutefois à penser que 2009 sera une année difficile sur le plan économique et financier.

Trois chocs expliquent pour l'essentiel le ralentissement progressif depuis un an de l'économie mondiale [1]. La correction de la bulle immobilière suscite dans de nombreux pays une baisse de l'investissement des ménages ; la très forte hausse jusqu'à cet été des prix des matières premières ampute le pouvoir d'achat de leur revenu ; enfin, les graves perturbations des marchés financiers consécutives à la crise des subprimes entraînent un durcissement des conditions de financement.

Au troisième trimestre 2008, l'activité des économies avancées [2] s'est repliée (- 0,2 % après + 0,2 % au deuxième trimestre), sous le coup notamment de la contraction de l'investissement des entreprises et de la consommation des ménages. Cette baisse a touché les **principales économies**, et notamment les États-Unis (- 0,1 %), le Japon (- 0,5 %), le Royaume-Uni (- 0,5 %) et la zone euro (- 0,2 %). En Allemagne et en Italie, l'activité s'est nettement repliée pour le deuxième trimestre consécutif (- 0,5 % dans chaque pays).

Dans la **zone euro**, l'investissement et le commerce extérieur sont à l'origine de ce nouveau trimestre de baisse de l'activité.

Le PIB devrait se contracter davantage au quatrième trimestre (-0,7 %) : la consommation privée resterait pénalisée par le ralentissement du pouvoir d'achat de 2008, malgré le reflux de l'inflation en fin d'année ; l'investissement accuserait un nouveau recul, du fait de la dégradation des perspectives de demande et de difficultés croissantes de financement.

En France, les enquêtes de conjoncture conduisent à chiffrer le repli attendu de l'activité à - 0,8 % au quatrième trimestre 2008. La croissance serait en 2008 de 0,8 % en moyenne annuelle, contre 2,1 % en 2007.

Au Royaume-Uni, l'activité diminuerait fortement au quatrième trimestre. La livre sterling, qui s'était stabilisée par rapport à l'euro, s'est fortement dépréciée (- 23,1 % au 31 décembre 2008 par rapport au 31 décembre 2007) depuis le début du mois de novembre.
La hausse du PIB du Royaume-Uni devrait atteindre 0,8 % en moyenne annuelle en 2008, contre 3,0 % en 2007.

En Allemagne la croissance s'élèverait à 1,3 % en 2008 contre 2,6 % en 2007.

L'Italie enregistrerait une activité en repli de - 0,5 % contre une croissance de 1,4 % en 2007.

### 9.2.1.2 ÉVOLUTION DES PRIX DE MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRINCIPALES SOURCES D'ÉNERGIE – VOLATILITÉ DES MARCHÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES ET D'ÉNERGIES

#### 9.2.1.2.1 PRIX DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

**Prix spot en France, en Allemagne, au Royaume-Uni et en Italie [3]**

En 2008, les prix de l'électricité du jour pour le lendemain (prix spot) ont progressé en moyenne sur les principaux marchés de gros européens par rapport à 2007.

En **France**, les prix spot se sont établis en moyenne en 2008 à 69,2 €/MWh en base et 91,9 €/MWh en pointe, en hausse respectivement de 69 % (+ 28,3 € /MWh) et 57 % (+ 33,4 €/MWh) par rapport à 2007. La forte hausse des prix

1 À compter de ce paragraphe, les sources sont : Note de conjoncture Insee décembre 2008 – extraits et Point de conjoncture Insee octobre 2008 – extraits.
Pour ce qui concerne les chiffres de l'année 2008, il s'agit d'estimations communiquées par l'Insee.

2 Pays membres de l'OCDE (Organisation de Coopération et de Développement Économiques)

3 France : cotation moyenne de la veille sur la Bourse Powernext pour une livraison le jour même ; Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EEX pour une livraison le jour même ; Royaume-Uni : cotation moyenne Platts de la veille sur le marché de gré à gré pour une livraison le jour même ; Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME (PUN) pour une livraison le jour même.

spot de l'électricité en France s'explique à la fois par des facteurs structurels et conjoncturels :

- l'augmentation des prix des quotas de $CO_2$ en raison de l'adoption de plans d'allocations plus restrictifs avec l'entrée dans la phase II de la mise en œuvre du protocole de « Kyoto » (2008-2012) de limitation des émissions de $CO_2$, et l'entrée en vigueur de la directive européenne relative aux émissions des Grandes Installations de Combustion (GIC) [1], qui implique une utilisation plus contrainte des centrales thermiques à flamme ;
- la forte hausse des prix des combustibles fossiles et une moindre production nucléaire au cours des deuxième et troisième trimestres 2008.

Contrairement au dernier trimestre 2007 qui avait enregistré trois vagues de froid entraînant une hausse des prix spot, les prix sont restés plus stables et n'ont pas connu de pic de prix, au dernier trimestre 2008.

En **Allemagne**, les prix spot se sont établis, en moyenne en 2008, à 65,8 €/MWh en base et 88,1 €/MWh en pointe, en hausse respectivement de 73 % (+ 27,8 € /MWh) et 57 % (+ 31,9 €/MWh). Bien qu'ayant suivi la même tendance que les prix en France, les prix en Allemagne se sont établis à des niveaux inférieurs, comme l'année précédente. En 2008, les prix spot en Allemagne ont en moyenne été moins élevés que les prix en France de 3,4 €/MWh en base et de 3,8 €/MWh en pointe.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot se sont établis en 2008, à 90 €/MWh en base et 113,7 €/MWh en pointe en moyenne, en hausse respectivement de 113 % (+ 47,8 €/MWh par rapport à 2007) et 103 % (+ 57,8 €/MWh). Ils ont plus que doublé par rapport à 2007 en raison de la forte progression des prix du gaz naturel et de l'entrée en vigueur de la directive GIC.

En **Italie**, les prix spot de l'électricité en 2008 ont également augmenté mais de façon nettement moins marquée que les prix des autres pays européens. Ils se sont établis en moyenne à 86 €/MWh en base et 112,5 €/MWh en pointe, en hausse respectivement de 20 % (+ 14,4 €/MWh) et 8 % (+ 7,9 €/MWh). Cette moindre progression s'explique par une forte hydraulicité dans les Alpes du Sud sur les six premiers mois de l'année, des températures modérées ainsi que la mise en service de nouvelles centrales au gaz naturel.

#### 9.2.1.2.2 PRIX À TERME DE L'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE, EN ALLEMAGNE ET AU ROYAUME-UNI [2]

Après avoir fortement augmenté durant le premier semestre 2008, les prix à terme de l'électricité ont sensiblement baissé au second semestre pour retrouver des niveaux proches des prix constatés fin 2007. Ils ont toutefois été supérieurs aux prix moyens de 2007.

En **France**, le prix moyen du contrat annuel 2009 s'est établi à 73,9 €/MWh en base et 103,2 €/MWh en pointe, en hausse respectivement de 36 % (+ 19,5 € /MWh) et 34 % (+ 26 €/MWh) par rapport au prix du contrat annuel 2008 coté en 2007. Les prix à terme de l'électricité ont suivi l'évolution des prix des combustibles fossiles et des quotas de $CO_2$. Sur le premier semestre, ils ont augmenté de 30,9 €/MWh atteignant un record historique à 93 €/MWh le 1er juillet 2008. Puis ils ont fortement diminué au second semestre pour s'établir fin décembre 2008 à 60,9 €/MWh.

En **Allemagne**, le contrat annuel 2009 a suivi la même tendance que le contrat annuel français sous l'impulsion des prix des combustibles fossiles et des quotas de $CO_2$. En base, il s'est négocié en moyenne à 70,1 €/MWh, soit une hausse de 25 % (+ 14,2 €/MWh par rapport au contrat annuel 2008 coté en 2007). L'écart de prix entre les contrats allemands et français s'est creusé du fait de la moindre augmentation du prix moyen du contrat annuel en Allemagne par rapport au prix moyen du contrat annuel en France. En moyenne le prix en France a été plus élevé de 3,8 €/MWh en 2008 inversant la tendance de 2007 où le contrat français avait été moins cher en moyenne de 1,5 €/MWh. Cet écart a atteint un niveau record début octobre 2008 avec une différence de 9,3 €/MWh en raison de la thermosensibilité de la France, les acteurs de marché anticipant des tensions sur l'équilibre offre-demande français pour l'hiver.

Au Royaume-Uni, les prix à terme de l'électricité ont suivi l'évolution des prix du gaz naturel. Après avoir atteint le 1er juillet son record historique à 113,5 €/MWh, le contrat *April ahead* [3] base a chuté au second semestre pour clôturer l'année à 54,5 €/MWh, soit un niveau de prix inférieur au contrat annuel français.

#### 9.2.1.2.3 PRIX DES PERMIS D'ÉMISSION DE $CO_2$ [4]

Le prix des permis d'émission de $CO_2$ de la phase II (2008-2012) pour livraison en 2009 s'est établi à 23,1 €/t$CO_2$ en moyenne sur 2008, en hausse de 3,5 €/t$CO_2$ par rapport aux permis d'émission pour livraison 2008 cotés en 2007. Cette augmentation s'explique par :

- l'anticipation des acteurs prévoyant des plans d'allocation plus contraignants pour la phase II (2008-2012) que pour la phase I (2005-2007) ; et,
- la hausse moyenne de l'ensemble des prix des autres commodités [5] énergétiques sur la période.

Les permis d'émission pour livraison 2009 ont atteint 30,7 €/t$CO_2$ le 1er juillet avant de se replier et de clôturer l'année à 15,9 €/t$CO_2$, suivant ainsi les mouvements des prix des combustibles fossiles.

#### 9.2.1.2.4 PRIX DES COMBUSTIBLES FOSSILES

Après une période de forte hausse jusqu'à la fin du premier semestre 2008, les prix des combustibles fossiles ont fortement chuté au second semestre sous l'effet de la crise économique et financière.

Les **prix à terme du charbon** [6] ont fortement augmenté à partir de mi-2007. Le prix du contrat annuel charbon (livré en Europe) s'est établi en moyenne à 139,6 $/t en 2008, contre 85,2 $/t en 2007 (+ 64 %). Il a connu une première phase de hausse jusqu'au 1er juillet où il a atteint 218 $/t. Cette hausse s'explique par les fortes tensions sur l'équilibre offre-demande mondial du charbon, notamment sur la zone Asie-Pacifique, et par l'augmentation des prix du fret maritime. À partir du second semestre, les prix à terme du charbon ont fortement baissé pour terminer l'année à 86 $/t. Ce repli s'explique principalement par la crise économique et financière et la dégradation des perspectives de demande mondiale de charbon ainsi que par la chute des prix du fret maritime et le retrait d'acteurs purement financiers.

En 2008, le **prix du pétrole** [7] (Brent) s'est négocié en moyenne à 98,5 $/bl, contre 72,7 $/bl en 2007 (+ 35 %). Après une flambée des prix depuis l'été 2007, avec un pic à 146,1 $/bl le 3 juillet 2008, les prix du pétrole se sont fortement repliés au second semestre 2008 sous l'effet de la dégradation des perspectives de demande mondiale liée à la crise économique et financière et du raffermissement du dollar face à l'euro. Il clôture l'année 2008 à 45,6 $/bl.

Le **prix du contrat annuel de gaz naturel** [8] au Royaume-Uni s'est établi à 73,7 p/therm en moyenne sur l'année 2008, en hausse de 85 % par rapport à 2007. Suivant l'évolution des prix du pétrole, il atteint 99,4 p/therm le 4 juillet 2008, record historique pour un contrat annuel gazier, avant de se replier à 58,9 p/therm fin décembre 2008.

1 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.

2 France et Allemagne : cotation moyenne Platts du contrat annuel 2009 ; Royaume-Uni : cotation moyenne Platts des contrats annuels avril 2008 puis avril 2009 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu de début avril à fin mars, suivant le calendrier NETA). En Italie, il n'y a pas de marché à terme de l'électricité.

3 Le contrat annuel anglais « April Ahead 2008 » commence le 1er avril 2008 et finit le 31 mars 2009.

4 Cotation moyenne Argus du premier contrat annuel de la phase II (2008-2012).

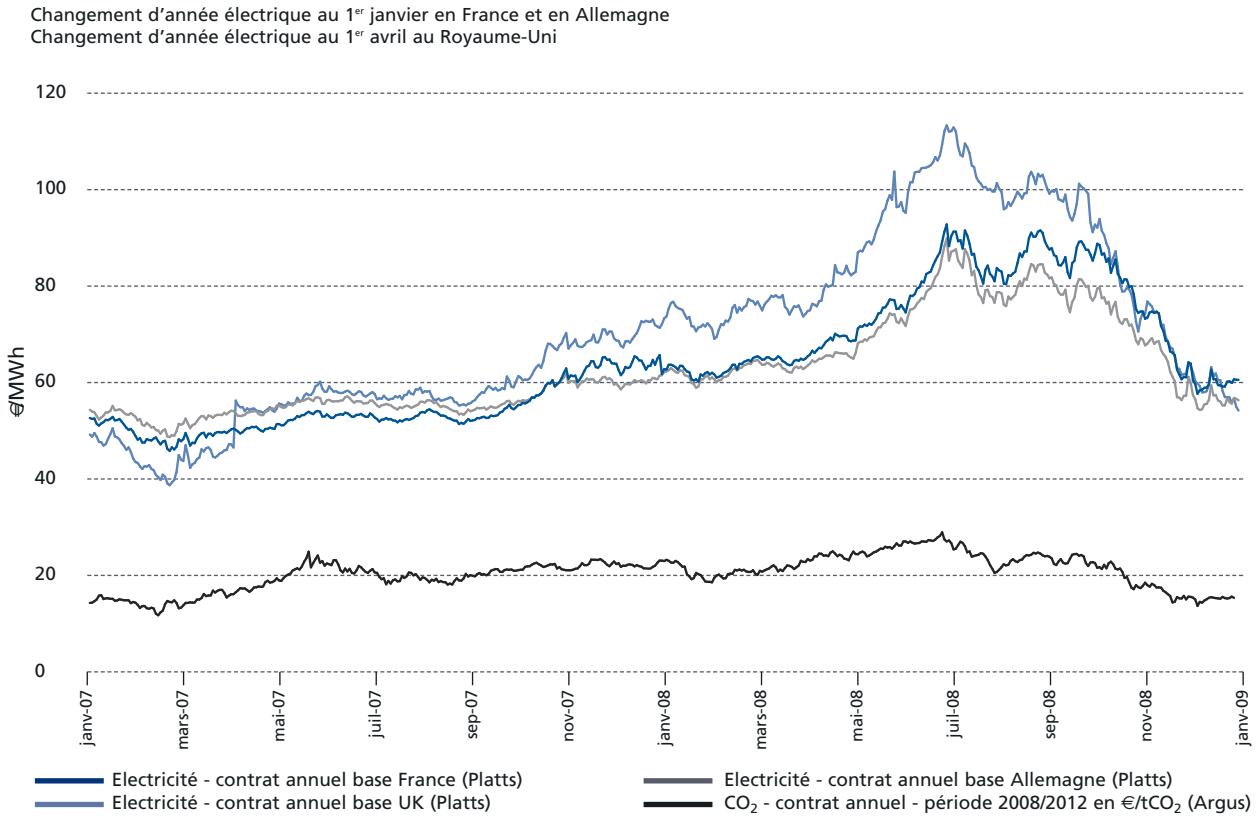
5 Matières premières.

6 Cotation moyenne Argus du premier contrat annuel pour une livraison en Europe (CIF ARA).

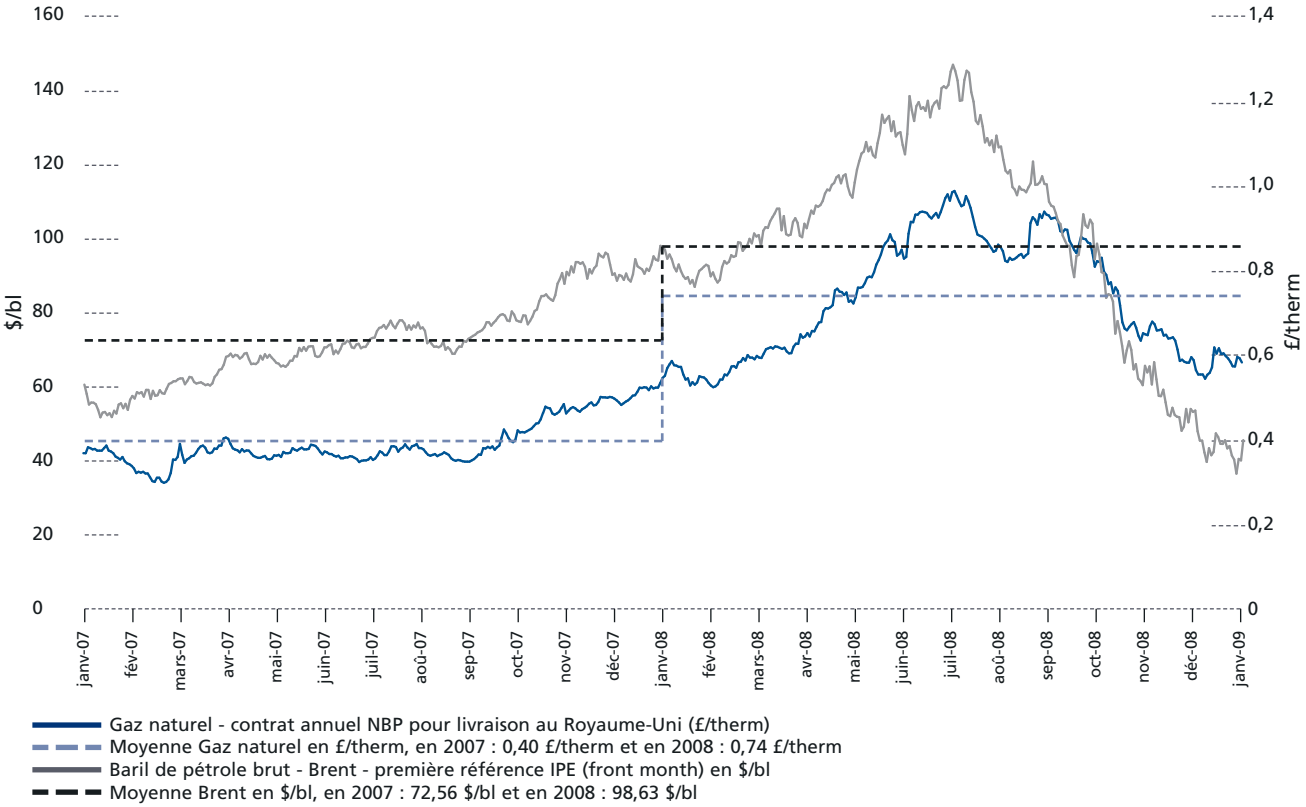
7 Baril de pétrole brut - Brent - première référence IPE (front month).

8 Cotation moyenne Platts du premier contrat annuel pour une livraison commençant en octobre au Royaume-Uni (NBP).

**Le graphique ci-dessous présente l'évolution en 2007 et 2008 des prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni et en Allemagne et des prix des permis d'émission de CO2 (phase II 2008-2012) :**




**Le graphique ci-dessous présente l'évolution en 2007 et 2008 des prix à terme du gaz et du Brent :**



### 9.2.1.3 CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ [1]

Malgré la détérioration de la conjoncture économique, la consommation d'électricité en **France** en 2008 affiche une progression de 2,9 % [2] par rapport à 2007, en raison notamment des facteurs climatiques, de la présence d'un jour supplémentaire en février (année bissextile) [3] et de l'évolution globale de la demande.

La croissance de la consommation électrique en 2008, est d'abord due à la clientèle raccordée en basse tension (clientèle domestique, professionnels, services publics, éclairage public, divers tertiaire). Par rapport à 2007, cette consommation domestique augmente fortement : environ + 3 % en valeur corrigée des aléas climatiques [4] (contre + 2,2 % en 2007). En valeur brute, cette croissance atteint même plus 6 % en 2008. La hausse de la consommation domestique est accentuée par l'effet des températures de l'année 2008, où il a fait plus froid en moyenne qu'en 2007.

La consommation de la grande industrie [5] (hors secteur énergie [6]) est, elle, en recul de 2,6 %. Ce recul confirme une tendance à la baisse déjà identifiée les trois années précédentes, puisque la consommation de l'ensemble des grands clients industriels raccordés directement au réseau de RTE diminuait déjà de 3,2 % en 2005, de 1 % en 2006 et de 1,4 % en 2007.
Cette tendance à la baisse est plus marquée sur les trois derniers mois de l'année 2008.

Au **Royaume-Uni**, la consommation d'électricité estimée est de 326 TWh en diminution de - 0,3 % par rapport à 2007.

En **Allemagne**, la consommation d'électricité a progressé de 0,5 % sur la période janvier à octobre 2008, mais a diminué au dernier trimestre 2008.

En **Italie**, la consommation d'électricité estimée est de 337,6 TWh en diminution de - 0,7 % par rapport à 2007.

### 9.2.1.4 TARIFS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

En **France**, la loi de modernisation de l'économie (loi LME du 4 août 2008) comprend notamment une disposition relative à la prolongation du dispositif du TaRTAM jusqu'au 30 juin 2010.
Cette loi permet également à tout consommateur final de bénéficier de ce tarif, quand bien même il n'aurait pas opté précédemment pour le TaRTAM. (Pour plus d'information quant aux conséquences financières de cette prolongation, voir le paragraphe 9.7.2.6. « Effets de la loi du 4 août 2008 »)

À compter du 15 août 2008, les tarifs de vente de l'électricité ont augmenté de 2 % pour le tarif bleu, 6 % pour le tarif jaune et de 8 % pour le tarif vert.

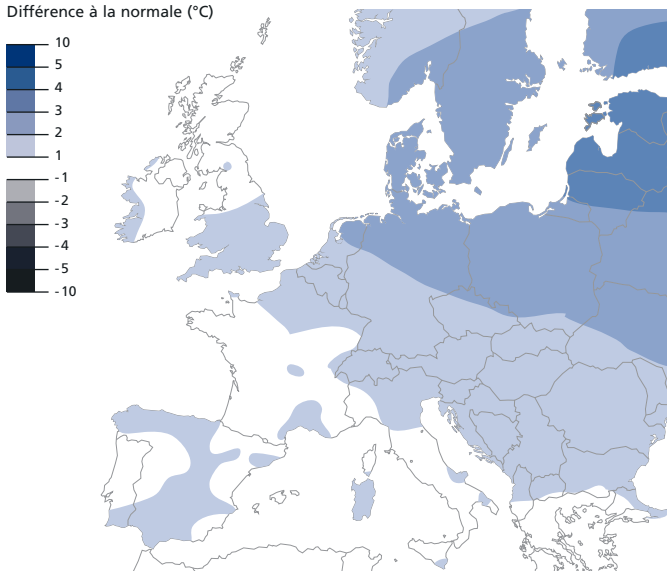
En **Allemagne**, EnBW a augmenté les prix d'électricité pour son tarif de base de 4,9 % en moyenne, à compter du 1er juillet 2008 avec garantie de stabilité sur un an.
EnBW a également augmenté ses tarifs de gaz naturel, une première fois de 6,9 % au 1er janvier 2008, puis une seconde fois de 19,7 % au 1er novembre 2008.
Toutefois, une baisse de 4 % des tarifs de gaz naturel est intervenue au 1er janvier 2009.

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a augmenté une première fois ses tarifs d'électricité et du gaz naturel le 18 janvier 2008 (respectivement de 7,9 % et de 12,9 %) puis une seconde fois le 25 juillet de 17 % (électricité) et 22 % (gaz naturel).

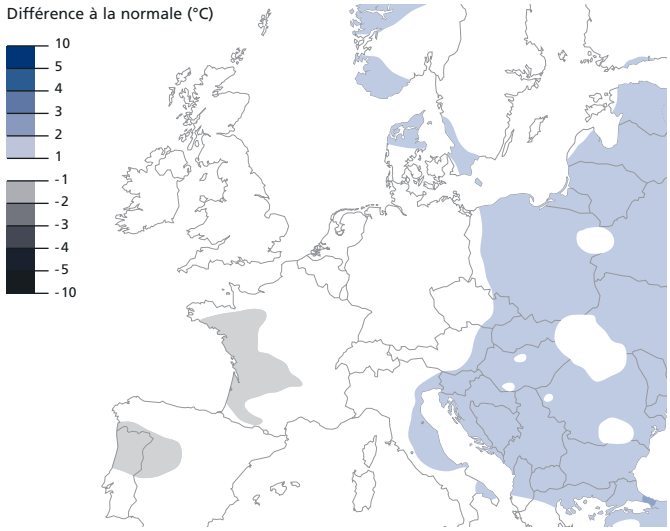
### 9.2.1.5 CONDITIONS CLIMATIQUES

#### 9.2.1.5.1 TEMPÉRATURES

**Différence à la normale semestrielle des températures moyennes de janvier 2008 à juin 2008 [7] (1er semestre 2008)**




**Différence à la normale semestrielle des températures moyennes de juillet 2008 à décembre 2008 [8] (2nd semestre 2008)**




1 Pour les pays autres que la France, estimations fournies par les filiales locales d'EDF.

2 Source : RTE EDF Transport.

3 Pour le premier semestre 2008.

4 Tant pour l'année 2007 que pour l'année 2008.

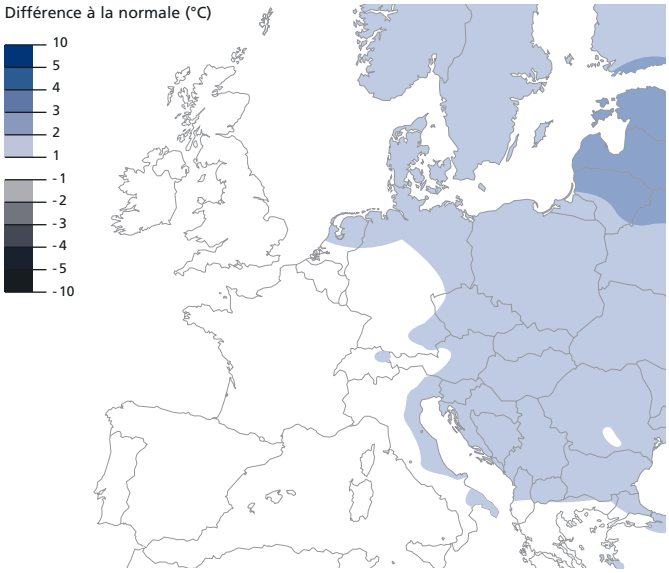
5 Clients raccordés au réseau de RTE.

6 Corrigée de l'effet année bissextile.

7 Carte de comparaison des moyennes des températures aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990.

8 Carte de comparaison des moyennes des températures aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990.

### Différence à la normale annuelle des températures moyennes de janvier 2008 à décembre 2008 [1] (année 2008)

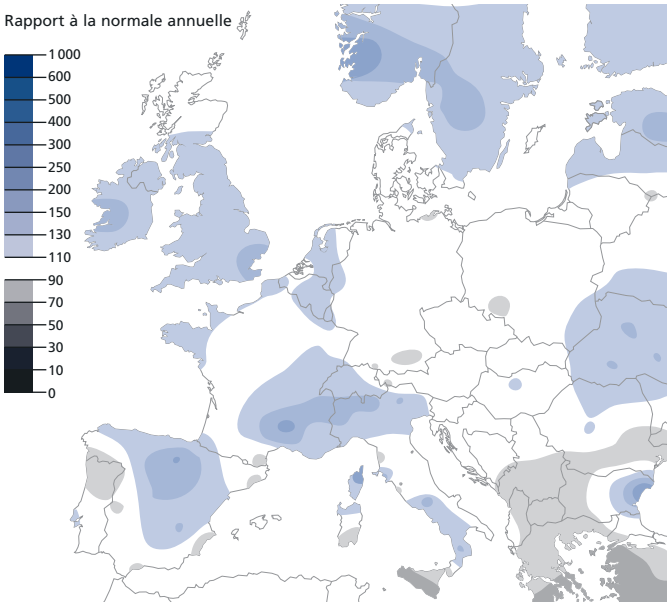



En France, l'année 2008 a été une année globalement froide, en raison des facteurs suivants :

- des mois de janvier, février et décembre 2008 plus froids qu'en 2007 ;
- un mois d'avril avec des températures inférieures de 4 °C par rapport au mois d'avril 2007 ;
- en juillet et août des températures qui, bien que supérieures aux températures constatées sur la même période en 2007, sont demeurées sous les normales de saison ;
- un début d'hiver précoce.

#### 9.2.1.5.2 PLUVIOMÉTRIE

### Pluviométrie de janvier 2008 à décembre 2008 [2]




En France, après deux années particulièrement sèches, la pluviométrie est revenue à un niveau plus proche de la normale et globalement excédentaire avec un printemps et un automne très pluvieux et un été sans sécheresse.

Cette situation a prévalu, en particulier, dans le sud-est de la France (qui concentre une part importante des barrages d'EDF) et le Massif central.

L'hydraulicité [3] au niveau du parc de production hydroélectrique français sur l'année a été « normale ».
On retiendra également de fortes crues sur les Alpes fin mai et sur le Massif central début novembre.
La fin d'année s'est terminée avec d'abondantes chutes de neige à basse altitude sur l'ensemble des massifs : les stocks de neige sur les Pyrénées et les Alpes sont largement supérieurs aux normales de début d'hiver (décembre).

Pour les autres pays européens, un fort contraste est observé entre le nord et le sud de l'Europe, avec :

- des pluies abondantes sur la Scandinavie, le Royaume-Uni mais également l'Espagne ;
- des pluies proches de la normale sur l'Arc alpin ;
- des pluies déficitaires sur l'Est de l'Europe.

## 9.2.2 Événements marquants [4]

### 9.2.2.1 DÉVELOPPEMENTS STRATÉGIQUES

Le Groupe poursuit sa stratégie visant à jouer un rôle de leader dans le renouveau du nucléaire dans le monde, à renforcer son leadership européen et à développer l'utilisation des énergies renouvelables.

#### 9.2.2.1.1 DÉVELOPPEMENT DU NUCLÉAIRE DANS LE MONDE

**– Acquisition de British Energy par EDF**

EDF considère que cette acquisition est une étape capitale dans le développement du groupe EDF. EDF attend de cette acquisition qu'elle :

- renforce la position d'EDF à travers le monde en matière de Nouveau Programme Nucléaire mondial en construisant quatre EPR au Royaume-Uni, avec l'objectif que le premier soit en service avant la fin d'année 2017 ;
- permette l'utilisation combinée de l'expertise et du savoir-faire du groupe British Energy et d'EDF dans le nucléaire afin d'augmenter sa capacité globale ;
- consolide ses positions sur le marché britannique grâce à un meilleur équilibre entre production et commercialisation ;
- permette de générer, au niveau du Groupe élargi, des synergies de coûts et de revenus.

La prise de contrôle de British Energy est conforme aux critères d'investissement du groupe EDF en termes d'exigence de rentabilité et de création de valeur et est en ligne avec son objectif d'être l'énergéticien le moins émetteur de $CO_2$. Cette acquisition s'est faite avec la recommandation du conseil d'administration de British Energy et le soutien du gouvernement britannique.

1 Carte de comparaison des moyennes des températures aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990.

2 Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2008 à décembre 2008. Carte de comparaison des moyennes des précipitations aux normales mesurées sur 30 ans. Pour l'Europe de l'Ouest, il s'agit des normales de 1971 à 2000 et pour l'Europe de l'Est de 1961 à 1990.
Extraction de la Base de Données Climatologiques de MÉTÉO FRANCE.

3 L'hydraulicité : rapport du débit annuel comparé à la moyenne interannuelle.

4 Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 20.5 du présent document.

British Energy, avec une capacité installée totale de 10,6 GW, est le premier producteur d'électricité au Royaume-Uni ainsi que le premier exploitant nucléaire avec huit centrales, dont sept AGR [1] et un REP [2]. Bristish Energy détient par ailleurs une centrale au charbon.

Le 24 septembre 2008, EDF et British Energy ont annoncé être parvenus à un accord sur les modalités d'une offre publique d'acquisition à lancer par Lake Acquisitions Limited (« Lake Acquisitions »), une filiale intégralement détenue par EDF, sur le capital de British Energy.

Le 25 septembre 2008, Lake Acquisitions a annoncé avoir acquis sur le marché 274 288 774 actions British Energy, représentant approximativement 26,53 % du capital social de British Energy à cette date.

Le 5 novembre 2008, Lake Acquisitions a soumis les modalités de ses offres recommandées pour acquérir la totalité du capital social émis et à émettre de British Energy, à l'exclusion de l'Action Spéciale (*i.e.*, l'action de préférence assortie de droits spéciaux d'une valeur de 1 livre sterling détenue conjointement par le Secrétariat d'État du Gouvernement de Sa Majesté et le Secrétariat d'État d'Écosse) et des actions ordinaires de British Energy déjà détenues par Lake Acquisitions.

L'opération était soumise à certaines conditions suspensives, notamment l'autorisation par la Commission européenne en vertu de la réglementation sur les concentrations. Le 3 novembre 2008, EDF a notifié le formulaire CO auprès de la Commission européenne. Le 22 décembre 2008, la Commission a annoncé sa décision d'approuver l'acquisition de British Energy par Lake Acquisitions, sous réserve de la réalisation par EDF de certains engagements convenus [3]. Ceux-ci doivent être réalisés au cours des prochaines années.

Le 5 janvier 2009, Lake Acquisitions a annoncé que ses offres étaient devenues inconditionnelles à tous égards et que l'acquisition était effective. À cette date, la procédure de retrait des actions ordinaires de British Energy de la cotation à la Liste Officielle et de l'admission à la négociation au *Main Market* du *London Stock Exchange* a été engagée. Ce retrait de la cote et de l'admission à la négociation a pris effet le 3 février 2009.

Le 12 janvier 2009, Lake Acquisitions a annoncé détenir ou avoir reçu, à la date du 8 janvier 2009, des acceptations valables portant sur un total de 1 550 113 345 actions British Energy (incluant les actions acquises sur le marché fin septembre 2008), représentant un total d'environ 96,44 % du capital émis existant de British Energy. Ayant reçu des acceptations portant sur au moins 90 % (en valeur et en droits de vote) des actions ordinaires sur lesquelles son offre sur British Energy portait, Lake Acquisitions a exercé son droit à engager une procédure d'acquisition obligatoire (procédure de « squeeze-out ») du reliquat d'actions British Energy, aux mêmes conditions que celles de l'offre.

#### Valeur d'acquisition

Le coût d'acquisition total de British Energy, apprécié au 5 janvier 2009, incluant les 26,5 % achetés en septembre 2008 s'élève à 11 998 millions de livres sterling (hors actions restant en circulation et hors frais liés à l'acquisition) équivalent à 13 232 millions d'euros (pour le traitement comptable de l'acquisition de British Energy, dans les comptes consolidés 2008, voir la note 4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008).

Le financement de l'acquisition de British Energy a été assuré initialement par la trésorerie d'EDF et par un crédit syndiqué bancaire de 11 milliards de livres sterling souscrit le 23 septembre 2008 avec deux tranches de maturités 1 an et 3 ans dont le refinancement se fera notamment sur le marché des capitaux (voir chapitre 9.13 « Événements postérieurs à la clôture »).

**Intégration de British Energy dans les comptes consolidés du groupe EDF**

La prise de contrôle de British Energy étant intervenue le 5 janvier 2009, date à laquelle les offres ont été déclarées inconditionnelles à tous égards, la consolidation de British Energy dans les comptes du groupe EDF sera donc effectuée par intégration globale à compter de l'exercice 2009.

**Les projets EPR**

Le Groupe a confirmé son objectif de démarrage de l'EPR de Flamanville en 2012.

Le coût actualisé en euros 2008 de l'EPR en construction à Flamanville ressort à 4 milliards d'euros (en euros 2008), à comparer à l'estimation précédente de 3,3 milliards d'euros (en euros 2005). Cette actualisation prend en compte la hausse des prix et les effets liés à certaines indexations contractuelles en raison de l'augmentation des matières premières et l'impact d'évolutions techniques et réglementaires. Le coût complet actualisé de l'électricité produite s'élève ainsi à 54 €/MWh en euros 2008.

L'EPR, avec les hypothèses de prix à terme du Brent actuellement prévisibles, reste considéré par EDF comme un moyen de production durablement compétitif par rapport aux autres moyens de production dont les coûts complets de production ont augmenté plus fortement sur la même période. Les estimations actuelles placent les coûts de production pour une installation nouvelle en base a minima à 68 €/MWh pour un cycle combiné à gaz et 70 €/MWh pour une centrale thermique au charbon, sur la base des hypothèses les plus basses sur le coût des matières premières et du $CO_2$.

### – Développement du nucléaire à l'international

**États-Unis**

La priorité d'EDF aux États-Unis porte sur le développement de nouvelles centrales nucléaires de type EPR, à travers Unistar Nuclear Energy, filiale commune avec Constellation Energy Group (CEG), ainsi que sur l'acquisition d'actifs nucléaires existants. La première mise en service des nouvelles centrales est prévue en 2016.

La demande de licence de construction et d'exploitation pour les projets Calvert Cliff 3 et Nine Mile Point 3 est en cours de revue par la NRC [4]. Des négociations ont également débuté avec le *Department of Energy* (DoE) concernant l'octroi de garanties fédérales de financement, qui pourraient être complétées par un crédit COFACE.

Le 17 décembre 2008, CEG et EDF ont conclu un accord prévoyant l'acquisition par EDF, au travers d'une joint-venture de 49,99 % des actifs de production nucléaire de Constellation Energy pour un montant de 4,5 milliards de dollars. L'accord prévoit un investissement immédiat de 1 milliard de dollars en liquidités à imputer sur le prix d'achat lors du *closing* de l'opération. En outre, une option de vente à EDF de centrales de production non nucléaire pour un montant pouvant atteindre 2 milliards de dollars a été consentie à CEG. Cet accord est soumis aux différentes autorisations réglementaires américaines dont le délai d'obtention pourrait être de six à neuf mois.

1 Advanced Gas cooled Reactor (Réacteur Graphite-Gaz Avancé).

2 Réacteur à Eau Pressurisée.

3 Ces conditions concernent notamment :
(i) l'engagement de cession de certains actifs de production détenus par British Energy (la centrale au charbon de Eggborough) entre le 1er septembre 2009 et le 31 mars 2010 ou de EDF Energy (la centrale au gaz de Sutton Bridge) d'ici le 31 mars 2013, (ii) la renonciation à l'un des trois accords de transport d'électricité du Groupe sur le site de Hinckley Point, (iii) la mise sur le marché de volumes d'électricité compris entre 5 et 10 TWh sur la période 2012-2015, (iv) l'engagement par EDF de vendre sans conditions un terrain permettant potentiellement la construction et l'exploitation de nouvelles capacités de production d'électricité, adjacent aux centrales existantes de British Energy de Dungeness ou d'Heysham, à la discrétion de l'acquéreur potentiel.

4 Nuclear Regulatory Commission : autorité de sûreté nucléaire américaine.

De plus, l'accord prévoit la mise à disposition par EDF d'une ligne de financement intermédiaire de 600 millions de dollars (« backstop ») jusqu'à l'approbation par les autorités américaines compétentes du transfert de ces actifs non nucléaires ou au plus tard, jusqu'à six mois après la date de signature de l'accord.
Suite à des achats d'actions CEG sur le marché par EDF et à la conversion par MidAmerican d'une partie de ses actions préférentielles, la participation d'EDF dans CEG est de 8,52 % au 31 décembre 2008.

**Chine**
EDF et l'électricien chinois China Guangdong Nuclear Power Holding Company (CGNPC) ont signé le 10 août 2008 un accord portant sur la création d'une joint-venture dénommée Guangdong Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TSNPC), dont l'objet est de construire et d'exploiter deux centrales nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province du Guangdong, sur le modèle du réacteur EPR actuellement construit par EDF à Flamanville en Normandie. Les deux centrales nucléaires devraient être mises en services en 2013 et 2015. La création de la joint-venture TSNPC doit être approuvée par les autorités chinoises.
La participation d'EDF au sein de TSNPC s'élèvera à 30 %.
Le Groupe deviendra alors pour la première fois investisseur dans la production nucléaire de ce pays.

**République sud-africaine**
En décembre 2008, à l'issue d'une consultation sur la fourniture de 3 500 MW nucléaires, à laquelle EDF a participé, l'électricien national Eskom a déclaré l'appel d'offre infructueux et a renoncé pour l'heure à concrétiser cette opération en raison de l'importance du montant de l'investissement dans la conjoncture financière actuelle. Eskom n'a pas toutefois remis en cause l'ensemble de son programme et l'Afrique du Sud a annoncé qu'elle reste intéressée par le nucléaire.

**Italie**
L'Italie a annoncé fin 2008 sa volonté de lancer un programme nucléaire, avec pour objectif un démarrage de la construction des premières unités dès 2013. La coopération de la France a été demandée par les autorités italiennes. Le Groupe entend répondre positivement à cette marque d'intérêt exprimée par le gouvernement italien.

**- Accord AREVA-EDF pour la gestion des combustibles nucléaires usés**

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord-cadre de coopération industrielle de long terme (2040), portant sur l'évacuation de l'ensemble des combustibles usés d'EDF, les conditions techniques et financières du transport, le traitement et le recyclage du combustible usé (2008-2012), ainsi que le montant de la soulte libératoire (pour le démantèlement de l'usine de La Hague).

Cet accord-cadre, qui offre une meilleure visibilité sur les modalités futures de coopération entre EDF et AREVA repose sur deux engagements réciproques :
- AREVA exploitera les installations de La Hague (Manche) et de Melox à Marcoule (Gard) jusqu'en 2040 dans un objectif d'amélioration continue de leur performance industrielle et économique au bénéfice d'EDF ;
- EDF utilisera lesdites installations jusqu'à cette échéance de 2040 et confiera, en conséquence, le transport des combustibles usés à AREVA.

Il s'inscrit dans le prolongement de la démarche historiquement engagée par les deux entreprises qui repose pour AREVA, depuis la mise en service des premières centrales nucléaires d'EDF, sur :
- la prise en charge et le transport par AREVA du combustible nucléaire usé depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de La Hague ;
- la séparation des matières combustibles recyclables des résidus ultimes à l'usine de La Hague et la fourniture de combustible MOX à l'usine Melox ;
- le conditionnement et la réduction du volume des résidus ultimes qui sont soit vitrifiés (déchets de haute activité), soit compactés (moyenne activité à vie longue), permettant leur entreposage en toute sécurité dans des installations dédiées à l'usine de La Hague.

Dans l'accord de coopération industrielle du 19 décembre 2008, EDF et AREVA ont fixé le montant de la soulte à verser au titre de la Reprise et Conditionnement des Déchets anciens (RCD), de la Mise à l'Arrêt Définitif (MAD) et du démantèlement (DEM) des installations de La Hague, à 2,3 milliards d'euros, aux conditions économiques du 31 décembre 2007. Le montant provisionné au titre de la soulte, a été repris et comptabilisé comme une dette d'exploitation. Le montant de cette dette, est réduit à 1,68 milliard d'euros compte tenu d'avances déjà versées par EDF à AREVA.

Les deux groupes s'engagent à parvenir à une déclinaison contractuelle de cet accord-cadre d'ici le 31 décembre 2009 et notamment sur les modalités pratiques d'extinction de cette dette.

### 9.2.2.1.2 RENFORCEMENT ET DÉVELOPPEMENT DU LEADERSHIP EUROPÉEN D'EDF

EDF poursuit le renforcement de ses positions en Europe en mettant en œuvre son programme d'investissements opérationnels et en étudiant différentes opportunités de développement par croissance externe qui répondent aux trois critères de cohérence stratégique, de rentabilité financière, et d'acceptabilité dans les pays concernés.

#### 9.2.2.1.2.1 British Energy

L'opération la plus importante de l'exercice dans ce domaine est l'acquisition de British Energy par EDF dont la prise de contrôle est intervenue à partir du 5 janvier 2009 (voir plus haut « Acquisition de British Energy », dans le paragraphe « 9.2.2.1.1. Développement du nucléaire dans le monde »).

#### 9.2.2.1.2.2 Naissance d'un nouveau leader suisse dans le domaine de l'énergie

Suite aux accords conclus le 18 décembre 2008, la participation d'EDF dans le nouvel énergéticien suisse ALPIQ Holding SA atteindra 25 % à la fin du mois de janvier 2009.
ALPIQ Holding SA, qui démarrera ses activités le 1er février 2009, est issu du regroupement des activités des énergéticiens suisses ATEL et EOS Holding. Ces derniers ont réalisé un chiffre d'affaires cumulé supérieur à 16 milliards de francs suisses en 2007 (soit 10,7 milliards d'euros [(1)]) et produisent un tiers de l'approvisionnement en électricité de la Suisse.
Avec le rapprochement d'Atel et d'EOS Holding, se constitue un acteur énergétique suisse à l'échelle européenne qui disposera en Suisse d'une capacité de production de près de 3 000 MW d'origine hydraulique et de 765 MW d'origine nucléaire.
Le montant global de l'opération s'élèvera pour EDF à 1 057 millions de francs suisses (soit environ 705 millions d'euros [1]). Dans le cadre de son financement, EDF apportera à ALPIQ Holding SA ses droits à l'énergie issus de sa participation de 50 % dans le barrage d'Emosson, situé à la frontière franco-suisse et valorisés à 720 millions de francs suisses (soit environ 480 millions d'euros [(1)]). Le solde de 337 millions de francs suisses (soit environ 225 millions d'euros [(1)]) sera versé en numéraire.

1 Sur la base d'un taux de change de 1,5 CHF/€.

#### 9.2.2.1.2.3 Allemagne

**Centrale à charbon « supercritique »**
Les travaux de la centrale à charbon Karlsruhe RDK8 ont commencé début 2008. Le projet avance conformément au calendrier, la mise en service étant prévue fin 2011.

**Centrale nucléaire de Neckarwestheim**
En juin 2008, le Ministère Fédéral pour l'Environnement a rejeté la demande d'EnBW datant du 21 décembre 2006, demandant le report d'une partie de la production des volumes d'électricité de la centrale de Neckarwestheim II sur celle de Neckarwestheim I. Cette décision est contestée par EnBW.
Par ailleurs, EnBW a confirmé que les quantités restant à produire sur la centrale nucléaire de Neckarwestheim I, permettront de laisser le réacteur connecté au réseau jusqu'à début 2010, conformément à la loi.

**Coopération entre EWE et EnBW dans le développement des énergies renouvelables et à l'international**
Le 10 juillet 2008, EnBW a annoncé qu'elle procéderait à l'acquisition de 26 % du capital d'EWE AG. Dans le cadre de l'accord portant sur cette acquisition, EWE et EnBW ont annoncé qu'elles allaient coopérer dans le développement des énergies renouvelables et à l'international. Elles prévoient notamment de s'allier dans le développement de nouveaux parcs éoliens, mais aussi dans des activités de stockage de gaz naturel.
EWE emploie environ 4 700 salariés et a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 4,7 milliards d'euros en 2007.
Face aux difficultés croissantes d'accès aux capacités de production d'électricité et de gaz naturel, EWE compte développer ses propres capacités de production d'énergie avec le support d'EnBW.
L'investissement total d'EnBW serait d'environ 2 milliards d'euros.
L'acquisition des 26 % d'EWE par EnBW devrait être réalisée principalement par autofinancement. L'opération est en cours d'examen par les autorités de la concurrence allemande (Bundeskartellamt).

#### 9.2.2.1.2.4 Italie

**Partenariat entre EDISON et Hellenic Petroleum**
Edison et Hellenic Petroleum, la plus grande compagnie d'hydrocarbures de Grèce, ont signé le 3 juillet 2008, des accords en vue de la création d'une société commune qui opérera sur le marché de l'électricité en Grèce.

L'objectif de ce partenariat à 50-50 est de développer, par l'intermédiaire de turbines à cycles combinés [1], une capacité de plus de 1 500 MW afin d'atteindre un niveau de production d'environ 12 % sur le marché grec et de devenir le deuxième plus grand fournisseur d'électricité de Grèce. Un CCGT de 390 MW est déjà opérationnel et un second de 400 MW est en cours de développement.

#### 9.2.2.1.2.5 Développements dans l'activité gaz naturel

Afin d'accompagner le développement de ses activités gazières, le groupe EDF s'emploie à sécuriser ses approvisionnements par la poursuite de la constitution d'un portefeuille diversifié sûr et flexible d'actifs physiques et contractuels aussi bien liés à l'obtention de gaz naturel (contrats d'achat, réserves) qu'aux capacités logistiques (gazoducs, chaîne GNL, stockage).

**Développement des approvisionnements**
EDF a signé le 13 février 2008 avec le groupe espagnol Gas Natural un contrat d'approvisionnement de gaz naturel liquéfié (GNL). Ce contrat porte sur un volume total équivalent à 4 milliards de mètres cubes qui seront livrés, à compter d'avril 2009, à hauteur de 1 milliard de mètres cubes par an. Il pourra contribuer à alimenter le marché français.

EDF a également réalisé sa première acquisition d'actifs de production de gaz naturel le 28 octobre 2008 en signant avec ATP Oil & Gas UK, filiale de la compagnie pétrolière américaine ATP Oil & Gas Corporation (ATPG), un accord pour l'acquisition de 80 % de ses participations dans des actifs gaziers situés en mer du Nord britannique. Le volume des réserves est estimé au total à environ 3 milliards de mètres cubes. Le montant de la transaction s'établit à 260 millions de livres sterling (soit environ 325 millions d'euros). Cette opération a été clôturée en décembre 2008, le transfert de propriété a eu lieu le 18 décembre 2008.

**Projets d'infrastructures**
Suite au débat public mené fin 2007, EDF a confirmé en juillet 2008 la poursuite des études pour le projet de **terminal méthanier de Dunkerque**, initié en 2006. À cette occasion, le périmètre des installations terrestres a été redéfini afin de réduire au maximum l'impact sur l'écosystème et de préserver la faune et la flore locales.

Le 20 septembre 2008, le **terminal méthanier offshore de Rovigo** (Italie) a été inauguré. Edison aura accès à 80 % de la capacité du terminal à sa mise en service en 2009.

Edison a également annoncé en décembre 2008 l'acquisition de la concession pour les droits d'exploration, de production et de développement du gisement d'Abou Kir en Égypte, qui requerra pour sa réalisation, dans les cinq prochaines années, des investissements d'environ 1,7 milliard de dollars. Le gisement d'Abou Kir, qui produit environ 1,5 $Gm^3$/an de gaz naturel et 1,5 million de barils de pétrole par an, a des réserves d'environ 70 $Gm^3$ de gaz naturel, dont 40 % reviendront à Edison.

**Acquisition d'Eagle Energy Partners**
Le 29 septembre, EDF Trading a conclu, avec Lehman Brothers, un accord portant sur l'acquisition d'Eagle Energy Partners pour un prix de 230 millions de dollars.
Eagle Energy Partners, qui opère aux États-Unis, est spécialisée dans la fourniture de services de transport et de stockage de gaz naturel et d'optimisation sur les marchés de gros du gaz naturel et de l'électricité.

**Partenariats avec des producteurs de gaz**
EDF a conclu, en janvier 2008, un accord de coopération avec l'État du Qatar portant sur l'étude de partenariats dans le gaz naturel et un soutien dans la réflexion du Qatar sur la production nucléaire et les énergies renouvelables.

### 9.2.2.1.3 RENFORCEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Concernant les moyens de production centralisée, le Groupe poursuit son développement *via* sa filiale EDF Énergies Nouvelles, qui compte accroître, seule ou avec des partenaires, ses capacités installées en énergies renouvelables pour atteindre (hors hydraulique) au moins 3 000 MW en 2011 et 4 000 MW en 2012, principalement en éolien, mais incluant également 500 MWc [2] de solaire photovoltaïque d'ici 2012.

1 Combined Cycle Gas Turbine (CCGT).

2 MWc : Megawatt-crête – unité de mesure de la puissance d'une installation photovoltaïque par unité de temps.

### – EDF Énergies Nouvelles

Afin de financer son développement dans le solaire photovoltaïque, EDF Énergies Nouvelles a réalisé avec succès une augmentation de capital d'environ 500 millions d'euros en septembre 2008. Cette levée de fonds est destinée à financer la réalisation de centrales photovoltaïques au sol et en toiture ainsi que le développement de sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties créée en février 2008, détenue à 50 % aux côtés d'EDF et consolidée par EDF Énergies Nouvelles.

Au cours de l'année 2008, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi la sécurisation de son approvisionnement en panneaux photovoltaïques en signant notamment une commande de 75 MWc supplémentaires avec First Solar, portant à 325 MWc le volume total de panneaux commandés auprès de First Solar pour la période 2009-2012. Le groupe a également signé un contrat avec la société américaine Nanosolar lui donnant accès à une partie de sa production à partir de 2009 et pris une participation dans cette société à travers sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties. Au total pour la période 2009-2012, le Groupe a ainsi sécurisé hors Nanosolar, 431 MWc fermes et 40 MWc supplémentaires en option.

Dans l'éolien, EDF Énergies Nouvelles a mis en service 813 MW bruts au cours de l'année 2008, notamment au Portugal avec les parcs de Ventominho (240 MW) et les deux premières tranches d'Arada (92 MW), en France, avec la mise en service de trois parcs totalisant 190 MW et aux États-Unis, avec le parc de Wapsipinicon (100,5 MW).
Dans le solaire photovoltaïque, EDF Énergies Nouvelles a mis en service 19,9 MWc bruts au cours de l'année 2008, dont 7 MWc bruts avec la centrale de Narbonne dans le sud de la France.
Au 31 décembre 2008, la capacité installée totale du Groupe s'élève à 2 275 MW bruts en exploitation et 920 MW bruts en construction. Le Groupe a par ailleurs signé plus de 500 MW de contrats de Développement-Vente d'Actifs Structurés avec des compagnies électriques américaines pour des livraisons de parcs prévues entre 2009 et 2011.
EDF Énergies Nouvelles a également conclu aux États-Unis par l'intermédiaire de sa filiale américaine EnXco, de nouveaux contrats d'exploitation-maintenance portant sur un total de 2 139 MW. Au total, EnXco gère maintenant plus de 5 200 turbines éoliennes pour compte propre et compte de tiers.
Au Canada, le consortium St Laurent Énergies dont EDF Énergies Nouvelles détient 60 %, a été choisi par Hydro-Québec pour la construction de cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 954 MW. En Belgique, la première tranche du projet offshore C-Power (30 MW sur 300 MW) est en cours de construction avec l'installation des six premières turbines en mer.

Par ailleurs, au Royaume-Uni, EDF Énergies Nouvelles et EDF Energy ont signé en juin 2008 un accord pour la création d'une joint-venture « **EDF Energy Renewables** ».

Poursuivant son développement international, EDF Energies Nouvelles a pris position en Turquie en acquérant en décembre 2008 une participation de 50 % dans le capital de la société Polat Enerji, l'un des principaux développeurs éoliens en Turquie.

### – EnBW

EnBW a acquis en mai 2008 deux sociétés de développement qui portent des projets d'éoliennes offshore en mer du Nord et en mer Baltique pour un total de 1 200 MW à construire dans les cinq années à venir.

## 9.2.2.2 ACTIVITÉS EN FRANCE

### 9.2.2.2.1 PERFORMANCE DU PARC DE PRODUCTION NUCLÉAIRE

#### – Production nucléaire

La production du parc nucléaire s'élève à 418 TWh en 2008, volume pratiquement stable par rapport à celui de 2007.
Cette stabilité reflète un Kd de 79,2 %, en recul de 1 point par rapport à 2007 et un Ku de 95,2 % (+ 1 point par rapport à 2007).
Le niveau de production en 2008 a été principalement affecté par deux défauts communs à plusieurs tranches, ayant des impacts sur plusieurs années :

- la poursuite du traitement du colmatage des générateurs de vapeur (GV) ;
- l'accélération des aléas rencontrés sur les stators de certains alternateurs (notamment 1 300 MW).

Le phénomène de colmatage des GV a eu un impact sur le coefficient de disponibilité [1] de 2008 d'environ 2 points. Ce phénomène avait été constaté pour la première fois à l'automne 2006 sur la centrale de Cruas. Les analyses menées par EDF au cours de l'année 2007 ont permis d'estimer l'ampleur du phénomène : il touche 15 tranches (huit tranches 1 300 MW et sept tranches 900 MW) sur les 58 du parc et nécessite un traitement par nettoyage chimique des générateurs de vapeur concernés. À la fin de l'année 2008, neuf tranches ont bénéficié d'un nettoyage de leur générateur de vapeur (quatre en 2007, cinq en 2008), les six tranches restantes devant être traitées au cours des deux à trois prochaines années.

L'accélération des aléas rencontrés sur les stators de certains alternateurs a eu un impact sur le Kd de 2008 de l'ordre de 1,6 point.
Parmi les 58 tranches, 48 présentent des risques de perte d'isolement des stators d'alternateurs en raison d'une fragilité de conception. Un programme de rénovation utilisant une nouvelle technologie (STAR [2]) est engagé depuis 2005. Il consiste à rebobiner le stator sur site ou le remplacer à neuf. À la fin de 2008, 13 alternateurs ont été rénovés. Le programme de rénovation se poursuit au rythme maximal de cinq stators par an (rebobinage complet ou changement). Fin 2012, 35 stators d'alternateurs sur les 48 concernés devraient avoir été rénovés.
De plus, la disponibilité a également été affectée par un impact de 0,5 point correspondant à des avaries sur transformateurs.
L'objectif est d'atteindre un coefficient de disponibilité de 85 % en 2011, avec une progression moyenne de 2 points par an, résultant d'une part de la mise en œuvre du Programme Excellence Opérationnelle et d'autre part, de la résorption progressive des défauts constatés sur les générateurs de vapeur, les alternateurs et les transformateurs.

#### – Allongement de la durée d'exploitation des centrales

EDF a pour objectif d'allonger significativement la durée d'exploitation de son parc au-delà de 40 ans, en cohérence avec la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue (États-Unis, Japon, Suède, Suisse…). Les études d'EDF ont d'ailleurs montré qu'une

1 Coefficient de disponibilité (Kd) : énergie disponible rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année.

2 Technique de montage accéléré, mise en place à l'origine pour les tranches 1 et 2 de Civaux.

durée d'exploitation de 40 ans était techniquement acquise pour les tranches existantes, sans qu'EDF puisse préjuger de l'accord formel, centrale par centrale, de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »). EDF a déjà engagé des plans d'action industriels et de Recherche & Développement dans l'objectif d'accroître la durée d'exploitation de ses tranches nucléaires significativement au-delà de 40 ans, par la mise en œuvre de solutions adaptées pour faire face à l'obsolescence de certains composants (notamment la cuve du réacteur et les enceintes de confinement, considérées comme non remplaçables, ainsi que le renouvellement de certains gros équipements). Ces actions devraient représenter sur la durée un investissement d'environ 400 millions d'euros par tranche.

#### 9.2.2.2.2 ÉVOLUTION DU MARCHÉ

**– Appel d'offres fournisseurs : 1 000 MW d'électricité vendus à des fournisseurs alternatifs**

Par sa décision du 10 décembre 2007, le Conseil de la concurrence a accepté et rendu obligatoire l'engagement proposé par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs une capacité d'électricité significative.
La première adjudication a eu lieu le 12 mars 2008. 12 sociétés ont participé à cette adjudication, qui a permis à cinq entreprises d'acquérir les 500 MW proposés par EDF.
Une seconde adjudication a eu lieu le 19 novembre 2008, dix sociétés y ont participé et sept entreprises ont acquis les 500 MW proposés.
Les appels d'offres fournisseurs portent sur des contrats d'approvisionnements en électricité de base, d'une durée pouvant aller jusqu'à quinze ans.

**– Partenariat avec Exeltium**

EDF et Exeltium, consortium réunissant des industriels électro-intensifs, ont conclu le 31 juillet 2008 un contrat de partenariat permettant à ces derniers de sécuriser partiellement leur approvisionnement en énergie électrique sur le long terme. Ce contrat, qui concerne des volumes de l'ordre de 310 TWh répartis sur 24 ans, permet à EDF d'optimiser les conditions d'exploitation de son parc de production.
La mise au point finale de ce contrat fait suite à un dialogue approfondi avec la Commission européenne, dont les observations ont nécessité d'adapter l'accord initial afin d'assurer sa conformité au droit de la concurrence.
Les premières livraisons d'électricité interviendront dès qu'Exeltium disposera du financement nécessaire.

### 9.2.2.3 ENVIRONNEMENT RÉGLEMENTAIRE (FRANCE)

#### CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

L'article 7 de la loi du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant, institué par la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.
L'article 33 de la loi de finances du 30 décembre 2006 rectificative pour 2006, prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié du contrat, à l'exclusion de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession.
Le décret d'application paru le 26 septembre 2008 apporte notamment des précisions sur les modalités d'indemnisation des travaux effectués lors de la deuxième moitié de la concession et réalisés antérieurement à la publication du décret. Le concessionnaire dispose d'un délai de 4 mois à compter de la publication du décret pour proposer à l'agrément du ministre les dépenses qui seront indemnisées à la fin du contrat de concession.
Lorsque les dépenses auront été définitivement agréées par l'administration dans le courant du 1er semestre 2009, l'entreprise procédera alors aux ajustements nécessaires dans les comptes, et notamment à l'amortissement accéléré sur la durée résiduelle du contrat de la valeur nette comptable des ouvrages remis gratuitement en fin de concession. L'impact dans les comptes du Groupe ne devrait pas être significatif.

#### LOIS SRU – UH (RELATIVE À LA SOLIDARITÉ ET AU RENOUVELLEMENT URBAINS – URBANISME ET HABITAT)

Les textes d'application des articles des lois SRU (Solidarité et Renouvellement Urbains) et UH (Urbanisme et Habitat) relatifs aux opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité prévoient la mise en œuvre d'un nouveau dispositif dont les principales caractéristiques sont les suivantes :
- définition des opérations de raccordement avec distinction de la partie extension et de la partie branchement ainsi qu'identification précise des bénéficiaires (Collectivités en Charge de l'Urbanisme et clients raccordés) ;
- établissement d'un barème de prix unique pour la facturation de l'ensemble des opérations de raccordement ;
- prise en charge directement en dedans du tarif d'acheminement d'une partie du prix de raccordement par le biais de taux de réfaction applicables aux prix du barème.

Un barème de prix a été proposé à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui l'a approuvé.

Ces nouvelles dispositions ont été précisées dans l'arrêté publié le 20 novembre 2008 et qui est entré en vigueur le 1er janvier 2009.

Les contributions reçues en application de ces textes seront comptabilisées en chiffre d'affaires.

#### TROISIÈME DIRECTIVE « ÉNERGIE »

Le 19 septembre 2007, la Commission européenne a proposé un projet de 3e directive « énergie ». Dans le but d'accélérer la libéralisation du marché européen de l'énergie, ce projet prévoyait :
- la séparation patrimoniale des gestionnaires de réseau de transport (GRT) ou, à titre dérogatoire, la possibilité de rester propriétaire des actifs mais à charge pour l'État de désigner un GRT (système dit ISO [1]) ;
- le renforcement des pouvoirs de régulation ;
- une coordination renforcée des GRT ;
- plus de transparence dans la gestion des réseaux et le fonctionnement des marchés.

Au premier trimestre 2008, huit États membres, dont la France et l'Allemagne, estimant que la séparation patrimoniale du GRT n'était pas nécessaire pour améliorer l'ouverture des marchés, ont proposé une 3e voie reposant sur trois axes : l'amélioration de la gouvernance des entreprises verticalement intégrées et de leurs relations avec les GRT filialisés, le développement des réseaux (plan de développement, contrôle des investissements) et la coopération régionale.

1 ISO : independant system operator (gestionnaire de réseau indépendant).

Lors du Conseil Énergie du 6 juin 2008, les ministres européens de l'énergie sont parvenus à dégager des orientations générales. S'agissant de la séparation des activités de GRT avec les activités de production/fourniture, l'idée d'une 3e voie (dite « ITO », *Independant Transmission Operator*) a été admise garantissant l'indépendance du GRT tout en préservant les intérêts financiers des entreprises verticalement intégrées.

Le Conseil énergie du 10 octobre 2008 a adopté un nouveau projet de texte qui :
- encourage la coopération régionale ;
- pose le principe de la séparation patrimoniale des GRT, mais laisse aux États membres la possibilité d'opter, à titre dérogatoire, soit pour le système de l'ISO, soit pour celui de l'ITO ;
- renforce les pouvoirs des autorités de régulation notamment en ce qui concerne le contrôle des investissements des GRT.

Ce texte devrait être transmis au Parlement européen en janvier 2009, ce dernier disposant d'un délai de trois mois pour prendre position.

### 9.2.2.4 GOUVERNANCE

#### NOMINATION DE BRUNO LAFONT EN QUALITÉ D'ADMINISTRATEUR

L'assemblée générale du 20 mai 2008, prenant acte de la démission de Louis Schweitzer de ses fonctions d'administrateur, a nommé Bruno Lafont [1] en qualité d'administrateur du groupe EDF jusqu'au 22 novembre 2009 inclus.

#### NOMINATION DE DOMINIQUE LAGARDE EN REMPLACEMENT DE YANN LAROCHE, EN QUALITÉ DE DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ

Le 20 mai 2008, Dominique Lagarde a été nommé Directeur Général Délégué en charge des ressources humaines et de la communication, en remplacement de Yann Laroche.
Yann Laroche, qui n'a pas demandé le renouvellement de son mandat, reste Président du conseil de surveillance d'ERDF, la filiale d'EDF en charge des activités de distribution. Il exerce en outre la fonction de conseiller spécial du Président.

### 9.2.2.5 FINANCEMENTS

Dans le cadre de la centralisation croissante des financements des filiales et du financement de son programme d'investissement, le groupe EDF a procédé au cours de l'exercice 2008 à d'importants programmes d'émissions obligataires :
- émission de 1,5 milliard d'euros en janvier 2008, d'une maturité de 10 ans ;
- émission de 1,8 milliard d'euros en mai 2008, d'une maturité de 6 à 12 ans ;
- émission de 0,5 milliard de livres sterling (0,6 milliard d'euros) en mai 2008, d'une maturité de 20 ans ;
- émission de 40 milliards de yen en juillet 2008 (0,2 milliard d'euros) de maturité 5 ans ;
- émission de 2 milliards d'euros en novembre 2008, d'une maturité de 4 ans et 2 mois ;
- EDF a procédé à une émission de 0,4 milliard de livres sterling (0,5 milliard d'euros) en décembre 2008, d'une maturité de 14 ans ;
- EDF a également réalisé une émission sur le marché suisse de 1,35 milliard de francs suisses (0,9 milliard d'euros) en novembre et décembre 2008 d'une maturité de 5 ans.

RTE EDF Transport a également procédé, en mai et août 2008, à deux émissions d'emprunts obligataires de 1,25 milliard d'euros et 1 milliard d'euros, d'une durée de 7 et 10 ans respectivement, destinés notamment à rembourser les tombées de dette.

Pour couvrir son programme d'investissement, EnBW a de son côté procédé à une double émission obligataire en novembre 2008 auprès d'un groupement de banques européennes d'un montant total de 1,5 milliard d'euros de maturité 5 et 10 ans.

D'autres émissions ont été réalisées en début d'année 2009, ces dernières sont décrites dans le chapitre 9.13 « Événements postérieurs à la clôture ».

Ces émissions s'inscrivent dans la politique d'allongement de la durée moyenne de la dette du Groupe.

### 9.2.2.6 RESSOURCES HUMAINES

#### PUBLICATION DU DÉCRET RELATIF À LA RÉFORME DU RÉGIME DE RETRAITE DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES EN FRANCE ET MESURES D'ACCOMPAGNEMENT

Les principales dispositions de ce décret, publié le 22 janvier 2008, concernent :
- l'allongement de la durée de cotisation des agents ;
- la décote et la surcote des taux de pension.

Ce décret, est entré en vigueur le 1er juillet 2008.

Dans le cadre de cette réforme et selon les principes posés par le Document d'Orientation sur les Retraites, un accord a par ailleurs été signé le 29 janvier 2008 pour la branche des IEG. Il prévoit les principales mesures d'accompagnement suivantes :
- des dispositions relatives aux salaires des agents,
- des premières dispositions en lien avec l'allongement des parcours professionnels.

Par ailleurs, des accords de branche ont été signés en 2008 concernant l'amélioration du dispositif de protection sociale (retraite complémentaire, prévoyance). Les négociations qui ont débuté sur la prise en compte de la spécificité des métiers devraient se poursuivre tout au long du premier semestre 2009.

Ainsi, la couverture de prévoyance complémentaire obligatoire de branche (capitaux décès, rentes d'éducation) prend effet au 1er janvier 2009, de même que le régime de retraite supplémentaire mis en place par le groupe EDF en application de l'accord de branche du 21 février 2008.

#### MODIFICATIONS DU STATUT DES IEG

Le 29 juin 2008 a été publié au Journal Officiel le décret qui modifie le statut des IEG pour ce qui concerne le régime spécial de retraite.
Ce décret applicable à compter du 1er juillet 2008 définit l'ensemble des règles applicables aux agents statutaires des IEG en matière de retraite mais aussi d'invalidité.
Outre l'allongement de la durée de cotisation pour bénéficier d'une pension complète et la mise en place d'un système de décote/surcote, cette nouvelle réglementation comporte des nouveautés, notamment en matière de droits familiaux et conjugaux.
Elle précise également le calendrier d'application des règles qui sont mises en œuvre progressivement.

1 Monsieur Bruno Lafont (né en 1956) est diplômé de l'École des Hautes Études Commerciales (HEC 1977, Paris) et ancien élève de l'École Nationale d'Administration (ENA 1982, Paris). Entré en 1983 dans le groupe Lafarge, il en est le Président Directeur Général depuis mai 2007.

Le 4 juillet 2008, a été publié au Journal Officiel le décret introduisant diverses modifications statutaires (limite d'âge et conditions de mise en inactivité à l'initiative de l'employeur, création du congé sans solde pour élever un enfant de moins de huit ans, clause d'ancienneté pour bénéficier, pendant la retraite, d'avantages statutaires divers). Il supprime également les restrictions à l'embauche liées à l'âge et à la nationalité.
Le 22 octobre 2008 a été publié au Journal Officiel le décret abrogeant formellement les dispositions relatives aux mises en inactivité d'office datant de 1954.

#### INTÉRESSEMENT 2008-2010

L'accord d'intéressement 2008-2010 d'EDF a été signé le 13 juin 2008. Il a pour ambition de valoriser la performance « métier » collective des salariés de l'entreprise. Il est calculé sur trois niveaux de critères : l'entreprise, le métier et l'unité.

#### OFFRE RÉSERVÉE AUX SALARIÉS

L'État a cédé, le 3 décembre 2007, 2,5 % du capital d'EDF à des investisseurs institutionnels français et internationaux.

Suite à cette cession et en application de l'article 11 de la loi du 6 août 1986 et de l'article 26 de la loi du 9 août 2004, une offre à des conditions préférentielles d'acquisition a été proposée aux salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger, du 12 au 22 septembre 2008.

À l'issue de cette offre, 70 000 employés ont souscrit 3,2 millions d'actions et la part de capital d'EDF détenue par les salariés est passée de 1,9 % à 2,01 %.

### 9.2.3 Variations de périmètre

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2008 sont les suivantes :
- secteur « Italie »
  - cession par Edison en avril 2008 de sept centrales thermoélectriques,
  - cession le 1er mai 2008 de 51 % de la société Dolomiti Edison Energy qui détient trois centrales hydrauliques à la province de Trento et de 60 % de la société Hydros qui détient sept centrales hydrauliques à la province de Bolzano le 24 octobre 2008. Les deux sociétés restent consolidées en intégration globale chez Edison,
  - création de la société Edison Engineering SA qui construit un cycle combiné-gaz à Thisvi en Grèce ;
- secteur « Reste Europe »
  - cession de SOPROLIF finalisée en février 2008,
  - achat par EDF, consécutif à l'exercice de l'option de vente par Gaz de France, d'actions ECW (Pologne) pour 54 millions d'euros, portant le pourcentage d'intérêt du groupe EDF de 77,52 % à 99,66 %,
  - réalisation de diverses opérations de croissance externe chez Dalkia International dont l'acquisition du groupe Praterm en Pologne,
  - augmentation de la participation d'EDF Énergies Nouvelles dans Fotosolar de 45,83 % à 90 %,
  - cession en décembre 2008 de la Société Clemessy détenue par Dalkia Holding ayant dégagé une plus-value de 184 millions d'euros. La quote-part revenant au groupe EDF s'élève à 63 millions d'euros et figure sous la rubrique « Titres mis en équivalence »,
  - acquisition en octobre 2008 de 100 % de la Société Eagle Energy Partners par EDF Trading pour un montant de 230 millions de dollars US (soit 181 millions d'euros). La situation nette acquise après retraitements de juste valeur s'élève à 238 millions de dollars US (soit 184 millions d'euros).
    Eagle Energy Partners est une société de logistique en énergie et de services à l'optimisation d'actifs implantée aux États-Unis,
  - acquisition par EDF Production UK, filiale à 100 % de EDF, de 80 % des participations d'ATP Oil and Gas UK dans trois champs gaziers en mer du Nord le 18 décembre 2008 pour un montant de 260 millions de livres sterling,
  - montée au capital d'EDF Investissement Groupe, par apport de 1,806 milliard d'euros à l'occasion d'une augmentation de capital en décembre 2008 réservée à C3 (filiale détenue à 100 % par EDF) portant le taux de détention du Groupe de 66,67 % à 84,85 %.

## 9.3 Introduction à l'analyse des résultats 2008

### 9.3.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2008 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2008. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés de l'exercice 2008 sont présentés avec, en comparatif, l'exercice 2007 établi selon le même référentiel.

### 9.3.2 Évolution des principes comptables au 1er janvier 2008

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2008 sont identiques à celles utilisées par le Groupe au 31 décembre 2007.

En effet, deux textes ont été adoptés par l'Union européenne pour application en 2008 :
- l'interprétation IFRIC 11, intitulée « IFRS 2 – Actions propres et transactions intra-groupe » qui avait été appliquée par anticipation dès 2007 ;
- l'amendement IAS 39 – IFRS 7 « Reclassement des actifs financiers » adopté par l'Union européenne le 16 octobre 2008 pour application possible dès le 1er juillet 2008, qui ne s'applique pas à EDF, donc n'a pas d'effet sur les comptes du Groupe.

S'agissant des normes adoptées par l'Union européenne en 2007 et 2008 et dont l'application n'est pas obligatoire en 2008, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation :

- la norme IAS 1 « Présentation des états financiers », version révisée ;
- la norme IFRS 8 « Segments opérationnels » ; cette norme, qui remplace IAS 14, impose de présenter la performance financière et les segments opérationnels de l'entité tels qu'ils sont régulièrement examinés par la Direction ;
- l'amendement à la norme IAS 23 « Coûts d'emprunts » qui supprime l'option permettant de comptabiliser immédiatement en charges les coûts d'emprunts directement attribués à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif qualifié et impose donc leur capitalisation dans les coûts de l'actif ;
- l'amendement à la norme IFRS 2 « Conditions d'acquisition des droits et annulations » ;
- l'interprétation IFRIC 13 « Programme de fidélité des clients » ;
- l'interprétation IFRIC 14 « IAS 19 – Limitation de l'actif au titre de prestations définies, obligations de financement minimum et leur interaction ».

Ces normes, amendements et interprétations seront d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2009. Leur impact potentiel est en cours d'évaluation.

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes suivants qui doivent faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne en 2009 :

- IFRS 1 « Première application des normes IFRS », version révisée ;
- amendement à la norme IAS 27 « États financiers consolidés et individuels », version révisée ;
- amendements à IAS 32 et à IAS 1 intitulés « Instruments financiers remboursables par anticipation à la juste valeur et obligations liées à la liquidation » ;
- IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », version révisée ;
- amendements IFRS 1 – IAS 27 « Coûts d'un investissement dans une filiale, une entité contrôlée conjointement ou une entreprise associée » ;
- amendements à IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation – éléments couverts éligibles » ;
- IFRIC 12 « Accords de concession de services » (cette interprétation fait l'objet d'un développement spécifique en note 2.12.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2008) ;
- IFRIC 15 « Accords pour la construction d'un bien immobilier » ;
- IFRIC 16 « Couverture d'un investissement net dans une activité à l'étranger » ;
- IFRIC 17 « Distribution d'actifs non monétaires aux propriétaires » ;
- IFRIC 18 « Comptabilisation des immobilisations reçues des clients ».

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations reste en cours d'évaluation.

# 9.4 Présentation des résultats 2008

## 9.4.1 Chiffre d'affaires

### – Croissance organique du chiffre d'affaires de 10,6 %

Le **chiffre d'affaires du Groupe** s'élève à 64 279 millions d'euros en 2008, en augmentation de 7,8 % par rapport à celui de 2007 et en croissance organique [1] de 10,6 %. Cette croissance inclut des effets de change négatifs pour - 1 182 millions d'euros soit - 2,0 %. Ils résultent principalement de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.
Les effets de périmètre sont de - 480 millions d'euros, soit - 0,8 %, liés principalement à la cession des actifs EDF au Mexique, intervenue en 2007.

En **France**, le chiffre d'affaires 2008 affiche une progression de + 6,3 % due à la fois à des effets volumes (climat et production hydraulique), des effets prix (tarifs et prix de vente de l'électricité sur les marchés de gros) positifs et au développement des ventes de gaz naturel.
Le Groupe a réalisé 53,3 % de son chiffre d'affaires en France en 2008 contre 54,0 % en 2007.

En **Europe hors France** (segments Royaume-Uni, Allemagne, Italie et Reste Europe), la croissance du chiffre d'affaires est de 12,5 % et la croissance organique de 16,2 %. Il bénéficie notamment d'effets prix liés à la répercussion partielle des hausses du prix des énergies et des matières premières.

La croissance est particulièrement forte en Italie (+ 30,7 %) sous l'effet notamment de la hausse des prix de l'électricité ainsi que dans le reste de l'Europe (+ 22,7 %) qui connaît un fort développement des pays d'Europe centrale ainsi que des filiales EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles et Dalkia. La croissance est soutenue en Allemagne (+ 8,2 %) en raison aussi bien de l'activité électricité que de l'activité gaz. Le chiffre d'affaires baisse au Royaume-Uni de - 1,3 % sous l'effet de l'évolution de la livre sterling. Hors effets de change et de périmètre, le chiffre d'affaires du Royaume-Uni affiche une progression de + 13,3 %.

En 2008, le chiffre d'affaires réalisé en Europe hors France représente 45,7 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 43,8 % en 2007.

1 Évolution de l'activité du Groupe sans prendre en compte les impacts positifs ou négatifs générés par les changements de périmètre (acquisitions ou cessions de filiales), les variations de taux de change et les changements de méthodes comptables.

## 9.4.2 EBE

– Un EBE en croissance organique de 3,7 %, avant provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM (1 195 millions d'euros)

**L'excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe (« EBE ») s'élève à 14 240 millions d'euros en 2008, en baisse de 6,4 % (970 millions d'euros) par rapport à 2007 du fait principalement de la provision reflétant les impacts de la prolongation du dispositif TaRTAM.
Les effets de change (- 190 millions d'euros, soit - 1,2 %) résultent pour l'essentiel de la dépréciation de la livre sterling.
Les effets des variations de périmètre sont de - 143 millions d'euros, soit - 0,9 % résultant principalement de la cession des activités au Mexique.

En France, l'EBE est en baisse [1] de 9,8 % du fait de la provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM. Hors cette provision, il serait en croissance de 2,2 %.

Les effets prix et volumes favorables sont compensés par la hausse du coût des obligations d'achat nets de Contribution au service public de l'électricité (CSPE), du coût des achats d'énergie, ainsi que des coûts de maintenance et des mesures d'accompagnement de la réforme du régime des retraites.

En **Europe hors France**, l'EBE est en hausse de 2,7 % et en hausse organique de 6,9 %.
Les effets de la norme IAS 39 sur la valorisation des contrats de couverture sont particulièrement défavorables au Royaume-Uni (l'impact y est très fortement négatif en 2008, 287 millions d'euros, alors qu'il était positif en 2007, + 151 millions d'euros).
Au Royaume-Uni, l'EBE est en décroissance organique : - 11,9 %. Hors impact de l'IAS 39, la croissance organique de l'EBE s'élève à 23,3 % traduisant les bonnes performances opérationnelles d'EDF Energy en 2008.

La croissance organique est portée principalement par le reste de l'Europe (croissance organique de 21,9 %) notamment par EDF Trading et par l'Allemagne (croissance organique de 10,1 %).
La contribution de l'Europe hors France à l'EBE du Groupe est de 35,2 % en 2008 contre 32,1 % en 2007.

Dans le **Reste du monde**, l'EBE, hors effet de change et de périmètre, est stable.

## 9.4.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation s'élève à 7 911 millions d'euros en 2008, en baisse de 20,8 % par rapport à 2007 (9 991 millions d'euros).
Cette baisse traduit principalement la diminution de l'EBE et la comptabilisation en 2007 de produits non récurrents dans le poste « Autres produits et charges d'exploitation » correspondant à hauteur de 555 millions d'euros à l'impact du changement d'estimation des durées de vie des bâtiments des postes de transformation et des matériels de comptage électronique et de la baisse de leurs coûts de renouvellement et à hauteur de 425 millions d'euros correspondant notamment aux plus values de cessions des activités au Mexique et en Argentine sans équivalent en 2008.

Hors éléments non récurrents en 2008 (- 1 260 millions d'euros) et 2007 (900 millions d'euros), le résultat d'exploitation évolue de + 0,9 % (3 % à périmètre et change constants).

## 9.4.4 Résultat net part du Groupe

Il s'élève en 2008 à 3 400 millions d'euros, contre 5 618 millions d'euros en 2007.
Cette variation traduit la diminution du résultat avant impôts des sociétés intégrées (- 2 713 millions d'euros) malgré l'augmentation de la quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence (+ 184 millions d'euros) et la réduction des impôts sur les résultats (280 millions d'euros).

## 9.4.5 Résultat net courant [2]

Hors éléments non récurrents, il est de 4 308 millions d'euros en 2008, en diminution de 369 millions soit - 7,9 % par rapport à 2007.
Hors impact de l'application de la norme IAS 39, le résultat net courant est de 4 635 millions d'euros, en croissance organique de 5,0 % par rapport à 2007.

## 9.4.6 Endettement financier net [3]

Il est en augmentation de 8 207 millions d'euros. Il s'établit à 24 476 millions d'euros au 31 décembre 2008. Il était de 16 269 millions d'euros au 31 décembre 2007.

1 En France, la variation nominale est égale à la variation organique.

2 Résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents.
Éléments non récurrents nets d'impôts en 2008 : - 908 millions d'euros se répartissant en - 783 millions d'euros au titre de la prolongation du TaRTAM ; + 23 millions d'euros au titre des retraites en France ; + 59 millions d'euros de plus-values de cession chez Dalkia ; - 210 millions d'euros de plusieurs provisions nettes pour perte de valeur ; autres pour 3 millions d'euros.
Éléments non récurrents nets d'impôts en 2007 : + 941 millions d'euros : Impact du changement d'estimation des durées de vie des bâtiments de postes de transformation et des matériels de comptage électronique et de la prise en compte de la baisse des coûts de renouvellement de ces matériels de comptage pour 338 millions d'euros, des plus-values de + 487 millions d'euros liées à la cession des actifs en Amérique du Sud (+ 376 millions d'euros liées à la cession des activités au Mexique et + 111 millions d'euros sur la cession de la participation résiduelle de 25 % d'Edenor), de la baisse du taux d'impôt en Allemagne (+ 304 millions d'euros) ainsi que des pertes de valeur à hauteur de - 124 millions d'euros liées principalement à la baisse des tarifs de transport en Allemagne, enfin, à hauteur de - 64 millions d'euros, de la prise en compte de risques sur investissements et autres.

3 L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

# 9.5 Principales méthodes comptables sensibles aux estimations et aux jugements

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées de façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

## 9.5.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers et d'actifs financiers disponibles à la vente qui sont comptabilisés suivant la convention de la juste valeur.
Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 2.16 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

## 9.5.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, des estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs 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 des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte tenu de leur importance dans les états financiers du groupe EDF.

### 9.5.2.1 PROVISIONS NUCLÉAIRES

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une réestimation 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. Si ces réestimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Le montant de ces provisions s'élève à 29 018 millions d'euros au 31 décembre 2008 (30 484 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Une modification des taux d'actualisation serait considérée comme un changement d'estimation au même titre qu'un changement d'échéancier de décaissement ou qu'un changement de devis dont les effets seraient enregistrés :
- sur les actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat dans les autres cas,

et pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

### 9.5.2.2 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 aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires ainsi qu'à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues.
Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2008 s'élèvent à 13 719 millions d'euros (13 763 millions d'euros au 31 décembre 2007) (pour plus de précisions, voir les notes 2.2, 32.5 et 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008).

### 9.5.2.3 DÉPRÉCIATION DES GOODWILL ET PERTES DE VALEUR DES ACTIFS À LONG TERME

Les tests de dépréciation de goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues 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.
La valeur nette des goodwill des filiales et coentreprises, au 31 décembre 2008, est de 6 807 millions d'euros (7 266 millions d'euros au 31 décembre 2007).

### 9.5.2.4 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, dont la modification pourrait avoir un impact significatif sur les comptes.

### 9.5.2.5 ÉNERGIE ET ACHEMINEMENT EN COMPTEURS

Comme précisé en note 2.7 des comptes consolidés au 31 décembre 2008, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces statistiques et estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.

### 9.5.2.6 ÉVALUATION DES 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 privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité. 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 de l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 2.24 des comptes consolidés.

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 et de dates de décaissements.

### 9.5.2.7 TARIF RÉGLEMENTÉ TRANSITOIRE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ (TaRTAM)

Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché défini dans les lois du 7 décembre 2006 et du 4 août 2008, le Groupe retient différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume des clients souhaitant bénéficier du tarif d'ajustement, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et la quote-part de financement de ce dispositif par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) à chaque date d'arrêté.

### 9.5.2.8 AUTRES JUGEMENTS DE LA DIRECTION

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour l'évaluation des montants de la contribution au service public de l'électricité à recevoir au titre de l'exercice et pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

## 9.6 Segmentation de l'information financière

L'information sectorielle du Groupe est présentée dans la note 7 des comptes consolidés au 31 décembre 2008.

La ventilation retenue par le groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- « **France** » qui désigne EDF, ses filiales RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et non régulées (principalement Production et Commercialisation) ;
- « **Royaume-Uni** » qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- « **Allemagne** » qui désigne les entités du sous-Groupe EnBW ;
- « **Italie** » qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE, Fenice ;
- « **Reste Europe** » qui regroupe les autres entités européennes situées notamment en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, EDF International, EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading ;
- « **Reste du monde** » qui regroupe les entités situées aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie.

# 9.7 Analyse du compte de résultat consolidé pour 2008 et 2007

| Exercice clos au 31 décembre *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 64 279 | 59 637 |
| Achats de combustibles et d'énergie | (27 022) | (23 215) |
| Autres consommations externes | (10 258) | (9 797) |
| Charges de personnel | (10 476) | (9 938) |
| Impôts et taxes | (3 171) | (3 236) |
| Autres produits et charges opérationnels | 2 083 | 1 759 |
| Prolongation du TaRTAM (loi du 4 août 2008) | (1 195) | 0 |
| **Excédent brut d'exploitation** | **14 240** | **15 210** |
| Dotations aux amortissements | (5 713) | (5 628) |
| Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession | (526) | (504) |
| (Pertes de valeur) / Reprises | (115) | (150) |
| Autres produits et charges d'exploitation | 25 | 1 063 |
| **Résultat d'exploitation** | **7 911** | **9 991** |
| **Résultat financier** | **(3 167)** | **(2 534)** |
| **Résultat avant impôts des sociétés intégrées** | **4 744** | **7 457** |
| Impôts sur les résultats | (1 561) | (1 841) |
| Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence | 352 | 168 |
| Résultat net des activités en cours d'abandon | 0 | 9 |
| **RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ** | **3 535** | **5 793** |
| Dont résultat net part des minoritaires | 135 | 175 |
| **DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE** | **3 400** | **5 618** |
| **Résultat par action** *(en euros)* | **1,87** | **3,08** |
| **Résultat dilué par action** *(en euros)* | **1,87** | **3,08** |

Le résultat net courant s'éléve à 4 308 millions d'euros en 2008 contre 4 677 millions d'euros en 2007.

## 9.7.1 Chiffre d'affaires

**Un chiffre d'affaires consolidé en croissance organique de + 10,6 %.**

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| **France** | **34 264** | **32 232** | **2 032** | **6,3** | **6,3** |
| Royaume-Uni | 8 244 | 8 353 | (109) | - 1,3 | 13,3 |
| Allemagne | 7 467 | 6 900 | 567 | 8,2 | 9,0 |
| Italie | 6 042 | 4 658 | 1 384 | 29,7 | 30,7 |
| Reste Europe | 7 639 | 6 225 | 1 414 | 22,7 | 17,4 |
| **Europe hors France** | **29 392** | **26 136** | **3 256** | **12,5** | **16,2** |
| Reste du monde | 623 | 1 269 | (646) | - 50,9 | 2,0 |
| **GROUPE** | **64 279** | **59 637** | **4 642** | **7,8** | **10,6** |

Le chiffre d'affaires du groupe EDF s'élève à 64 279 millions d'euros en 2008, en croissance de 7,8 % par rapport à celui de 2007. Il intègre des effets

de change négatifs de - 1 182 millions d'euros, soit - 2,0 % résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro. Il intègre également des effets de périmètre négatifs pour 480 millions d'euros, soit - 0,8 %, dus principalement à la cession des actifs d'EDF au Mexique fin 2007 en partie compensée par des acquisitions réalisées dans le segment Reste de l'Europe.
Hors effet de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 10,6 %. La croissance organique concerne tous les segments, en Europe hors France (+ 16,2 %) comme en France (+ 6,3 %). En Europe hors France elle est localisée principalement en Italie (+ 30,7 %), dans le Reste de l'Europe (+ 17,4 %) et au Royaume-Uni (+ 13,3 %).

La période a été marquée par des effets prix positifs dans tous les segments géographiques, par des conditions climatiques favorables (hiver plus froid) et par une augmentation des volumes sur les marchés de gros, notamment en Italie.

En **France**, le chiffre d'affaires de 2008 s'élève à 34 264 millions d'euros, en croissance [1] de 6,3 %. L'électricité y contribue pour 5,3 points, le gaz naturel et les services pour 1 point. Dans l'électricité, la croissance traduit l'impact de l'évolution des tarifs et des prix de gros, mais aussi l'effet volume dû à la croissance de la demande finale, résultant notamment d'un climat plus favorable (hiver plus froid) que l'année précédente.

À **l'international**, le chiffre d'affaires s'établit à 30 015 millions d'euros, en croissance de 9,5 % et en croissance organique de 15,6 %.

En **Europe hors France**, le chiffre d'affaires s'établit à 29 392 millions d'euros, en croissance de 12,5 % et en croissance organique de 16,2 %.

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires d'EDF Energy s'élève à 8 244 millions d'euros, en baisse de 1,3 % principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling (- 14,4 %) mais en croissance organique de 13,3 %, en raison principalement des hausses tarifaires.

En **Allemagne**, le chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7 467 millions d'euros, en croissance de 8,2 % et en croissance organique de 9,0 %. La croissance du chiffre d'affaires résulte pour 79 % de l'activité électrique et pour 21 % de l'activité gaz naturel et autres. La progression enregistrée dans l'activité électrique est essentiellement liée à une hausse des prix ; et celle enregistrée pour l'activité gaz est liée également à la hausse des prix partiellement compensée par de moindres volumes vendus. La croissance du chiffre d'affaires comprend également un effet de périmètre négatif (- 51 millions d'euros) lié à la cession de U-Plus en mai 2007.

En **Italie**, le chiffre d'affaires du Groupe est de 6 042 millions d'euros, en hausse de 29,7 % et en croissance organique de 30,7 %.
Chez **Edison**, qui représente l'essentiel de cette croissance, elle résulte principalement d'un effet prix et de plus fortes ventes sur les marchés.
Chez **Fenice**, la hausse du chiffre d'affaires résulte de la mise en service des nouvelles installations ainsi que des conditions climatiques favorables.

Dans le **Reste de l'Europe**, le chiffre d'affaires s'élève à 7 639 millions d'euros, en croissance de 22,7 % et en croissance organique de 17,4 %. Le chiffre d'affaires du Reste de l'Europe intègre un effet périmètre positif de 295 millions d'euros, soit + 4,7 % (lié pour l'essentiel à Eagle Energy Partners acquis par EDF Trading et les développements en Europe centrale) ainsi qu'un effet de change positif de 33 millions d'euros, soit 0,5 %. La croissance résulte principalement du développement de l'activité d'EDF Trading, d'EDF Énergies Nouvelles, de Dalkia et de l'activité en Europe centrale.

Le chiffre d'affaires du **Reste du monde**, qui représente 1,0 % de celui du Groupe, est en baisse de 50,9 % du fait de la cession des activités au Mexique fin 2007.
Il est cependant en croissance organique de 2,0 %, grâce notamment à l'augmentation des tarifs en Chine.

## 9.7.2 EBE

**Un EBE en hausse organique de 3,7 % hors impact de la loi du 4 août 2008**

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Chiffre d'affaires** | **64 279** | **59 637** | **4 642** | **7,8** | **10,6** |
| Excédent brut d'exploitation (hors impact de la loi du 4 août 2008) | 15 435 | 15 210 | 225 | 1,5 | 3,7 |
| **EBE** | **14 240** | **15 210** | **(970)** | **- 6,4** | **- 4,2** |

1 Pour la France, la croissance organique est égale à la croissance nominale.

**L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe** s'élève à 14 240 millions d'euros en 2008 en baisse de 6,4 % par rapport à 2007 et en baisse de 4,2 % en croissance organique.

Hors impact de la provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM par la loi du 4 août 2008 (1 195 millions d'euros) l'excédent brut d'exploitation est de 15 435 millions d'euros.

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| **France** | **9 020** | **9 996** | **(976)** | **- 9,8** | **- 9,8 (1)** |
| Royaume-Uni | 944 | 1 285 | (341) | - 26,5 | - 11,9 |
| Allemagne | 1 114 | 1 031 | 83 | 8,1 | 10,1 |
| Italie | 911 | 910 | 1 | 0,1 | 2,9 |
| Reste Europe | 2 045 | 1 655 | 390 | 23,6 | 21,9 |
| **Europe hors France** | **5 014** | **4 881** | **133** | **2,7** | **6,9** |
| **Reste du monde** | **206** | **333** | **(127)** | **- 38,1** | **0,0** |
| **EBE GROUPE** | **14 240** | **15 210** | **(970)** | **- 6,4** | **- 4,2** |

*(1) Avant provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM, l'EBE de la France est en croissance organique de 2,2 %.*

La croissance de l'EBE est localisée dans le reste de l'Europe et en Allemagne.

En **France**, l'EBE diminue de 9,8 %.
Avant provision liée à la prolongation du dispositif TaRTAM, l'EBE de la France est en croissance organique de 2,2 %.

La contribution de la France à l'EBE du Groupe est de 63,3 % en 2008 ; elle était de 65,7 % en 2007. Hors effet de la prolongation du dispositif TaRTAM, elle aurait été de 66,2 %.

En **Europe hors France**, l'EBE est en hausse de 2,7 % et en hausse organique de 6,9 %.

Dans **le Reste du monde**, l'EBE est en forte diminution (- 38,1 %). Hors effet de périmètre et de change, il reste stable.

Le ratio **EBE/chiffre d'affaires** du Groupe en 2008 s'établit à 22,2 % (24,0 % avant l'impact de la prolongation du TaRTAM) contre 25,5 % en 2007.
La baisse est sensible en France (- 4,7 points ; hors impact de la prolongation du TaRTAM, la baisse est de - 1,2 point), en Italie (- 4,4 points) et au Royaume-Uni (- 3,9 points). Il est en légère augmentation dans le Reste de l'Europe (0,2 point) et reste stable en Allemagne.

### 9.7.2.1 ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIES

Les **achats de combustibles et d'énergies** s'établissent à 27 022 millions d'euros, en hausse de 3 807 millions d'euros (soit + 16,4 %) par rapport à 2007 et 21,2 % en croissance organique.
Ils augmentent en France (+ 1 418 millions d'euros), en Italie (1 438 millions d'euros), au Royaume-Uni (592 millions d'euros), en Allemagne (506 millions d'euros) et dans le reste de l'Europe (358 millions d'euros). Ils diminuent en revanche dans le Reste du monde (- 505 millions d'euros).

En **France**, la hausse est de 17,8 %. Elle résulte notamment de la croissance des obligations d'achat, du renchérissement des achats d'énergies pour compensation des pertes réseaux et de l'augmentation des achats liée au développement des ventes de gaz naturel. 2007 avait bénéficié par ailleurs, de l'impact favorable de l'ajustement des provisions nucléaires lié à l'application de la loi du 28 juin 2006.

En **Italie**, la hausse (45,5 %) s'explique par la hausse des prix des matières premières et par l'augmentation des volumes vendus sur les marchés.

Au **Royaume-Uni**, la hausse est de 11,9 %. Hors effet de change, elle est de 26,3 % et s'explique pour une très grande part par l'augmentation des prix des matières premières sur les marchés ainsi que par l'impact de la norme IAS 39 très fortement négatif en 2008 (- 287 millions d'euros) alors que l'impact était positif en 2007 (+ 151 millions d'euros).

En **Allemagne**, la hausse de 12,1 % résulte principalement de la forte progression de l'activité électricité.

Dans le **Reste de l'Europe**, la hausse (16,7 %) comprend un effet de change (1,9 %) et de périmètre (à hauteur de 4,7 %). La hausse organique des achats de ce segment (10,1 %) est due essentiellement à des effets prix mais aussi au développement d'EDF Énergies Nouvelles et à l'activité en Europe centrale.

Dans le **Reste du monde**, la baisse (- 62,3 %) résulte essentiellement de la cession fin 2007, des actifs au Mexique.

### 9.7.2.2 AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES

**Les autres consommations externes** s'établissent à 10 258 millions d'euros, en augmentation de 461 millions d'euros (soit + 4,7 %) par rapport à 2007 et en hausse organique de 6,5 %.

Cette évolution reflète l'augmentation des consommations externes en **France** (+ 449 millions d'euros soit 8,2 %) liée principalement à la maintenance nucléaire et celle du **Reste de l'Europe** (+ 432 millions d'euros soit 31,2 %) attribuable à EDF Énergies Nouvelles et à l'Europe centrale.

Au **Royaume-Uni**, les autres consommations externes diminuent de 263 millions d'euros (- 22,9 %) notamment en raison de l'arrêt du contrat Metronet.

### 9.7.2.3 CHARGES DE PERSONNEL

Les **charges de personnel** s'établissent à 10 476 millions d'euros, en augmentation de 538 millions d'euros (soit + 5,4 %) par rapport à 2007, et en hausse organique de 6,1 %.
L'augmentation est localisée essentiellement en France (+ 451 millions d'euros soit 6,1 %) et dans le Reste de l'Europe (+ 185 millions d'euros soit 19,8 %).

En **France**, l'augmentation de 6,1 % comprend notamment les effets des mesures d'accompagnement de la réforme du régime des retraites et des mesures salariales (intéressement, abondement dans le cadre de l'offre réservée aux salariés).

Dans le **Reste de l'Europe**, il s'agit pour l'essentiel du développement de l'activité principalement chez EDF Trading et chez EDF Énergies Nouvelles.

Au **Royaume-Uni**, elles baissent de 97 millions d'euros. Hors effet de change et de périmètre, elles seraient en augmentation de 1,7 %.

Les charges de personnel sont en légère baisse (- 2,6 %) en **Allemagne** et en augmentation de 6,5 % en **Italie**.

### 9.7.2.4 IMPÔTS ET TAXES

Les **impôts et taxes** (hors impôts sur les sociétés) s'établissent à 3 171 millions d'euros en 2008 et sont en diminution de 65 millions d'euros (soit - 2,0 %) par rapport à 2007. La baisse organique de 1,7 % résulte principalement du plafonnement de la taxe professionnelle en France.

### 9.7.2.5 AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 2 083 millions d'euros en 2008, en augmentation de 324 millions d'euros (soit 18,4 %) par rapport à 2007. La hausse organique de 21,0 % s'explique essentiellement par l'augmentation de ce poste en **France** (+ 455 millions d'euros), qui est liée principalement à un produit ponctuel sur la vente de services sur le combustible nucléaire et à l'ajustement défavorable en 2007 des provisions nécessaires au financement de la taxe hydronucléaire associée à la mise en œuvre du TaRTAM jusqu'à mi-2009 (loi du 7 décembre 2006).

### 9.7.2.6 EFFETS DE LA LOI DU 4 AOÛT 2008

La prolongation du dispositif « TaRTAM » jusqu'au 30 juin 2010 se traduit par une charge de 1 195 millions d'euros en 2008, correspondant à l'évaluation de la compensation à verser aux concurrents de juillet 2009 à juin 2010.

## 9.7.3 Résultat d'exploitation

**Un résultat d'exploitation en baisse de 20,8 %**

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| **EBE** | **14 240** | **15 210** | **(970)** | **- 6,4** | **- 4,2** |
| Dotations aux amortissements | (5 713) | (5 628) | (85) | 1,5 | 4,0 |
| Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession | (526) | (504) | (22) | 4,4 | 4,4 |
| (Pertes de valeur) / Reprises | (115) | (150) | 35 | - 23,3 | - 20,7 |
| Autres produits et charges d'exploitation | 25 | 1 063 | (1 038) | - 97,6 | - 97,8 |
| **RÉSULTAT D'EXPLOITATION** | **7 911** | **9 991** | **(2 080)** | **- 20,8** | **- 18,9** |

Le **résultat d'exploitation** s'élève à 7 911 millions d'euros en 2008, en baisse de 20,8 % par rapport à 2007 et en baisse organique de 18,9 %.
Cette baisse s'explique essentiellement par l'évolution de l'EBE ainsi que par les produits non récurrents constatés en 2007.
Hors éléments non récurrents de 2007 et de 2008, le résultat d'exploitation aurait eu une croissance organique de + 3,0 %.

### 9.7.3.1 AUTRES PRODUITS ET CHARGES D'EXPLOITATION

Les autres produits et charges d'exploitation s'établissent à 25 millions d'euros en 2008 ; ils étaient de 1 063 millions d'euros en 2007.

En 2007, ce poste comprenait, en France, un produit de 620 millions d'euros correspondant principalement à la comptabilisation d'un impact positif de 555 millions d'euros sur la provision pour renouvellement des changements d'estimation des durées de vie des bâtiments de postes de transformation et des matériels de comptage électronique ainsi que de la prise en compte de la baisse des coûts de renouvellement de ces matériels.
Par ailleurs, les autres produits et charges comprenaient également en 2007 les plus-values réalisées par EDF International sur la cession des actifs en Argentine et au Mexique à hauteur de 425 millions d'euros.

## 9.7.4 Résultat financier

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| Coût de l'endettement financier brut (1) | (1 657) | (1 605) | (52) | 3,2 |
| Charges d'actualisation | (2 797) | (2 632) | (165) | 6,3 |
| Autres produits et charges financiers (1) | 1 287 | 1 703 | (416) | - 24,4 |
| **TOTAL GROUPE** | **(3 167)** | **(2 534)** | **(633)** | **25,0** |

*(1) Un reclassement des montants présents au 31 décembre 2007 a été effectué afin de compenser le gain de change de 113 millions d'euros portant sur la dette finançant les filiales anglaises inscrit en coût de l'endettement financier brut avec les variations de juste valeur et le résultat de change relatifs à des instruments de couverture économique de cette dette figurant dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » (voir notes 17.1 et 17.3 de l'annexe aux comptes consolidés).*

Le résultat financier s'établit à - 3 167 millions d'euros en 2008 et se dégrade par rapport à 2007, de - 633 millions (+ 25,0 %). Cette évolution résulte des éléments suivants :

- l'augmentation du coût de l'endettement financier brut de 52 millions d'euros : malgré la hausse des emprunts et dettes financières de 9,5 milliards d'euros au cours de l'année 2008 particulièrement concentrée au second semestre, le coût augmente de manière limitée grâce à l'optimisation des conditions de financement et l'effet favorable lié à la baisse de la livre sterling ;
- l'accroissement de 165 millions d'euros des charges d'actualisation, essentiellement sur la France, liée à l'augmentation de l'assiette des provisions nucléaires fin 2007 et à la prise en compte en 2008 d'un taux d'actualisation plus élevé pour les engagements de retraite ;
- la baisse des autres produits et charges financiers de 416 millions d'euros, celle-ci résulte de l'augmentation des dotations financières nettes des reprises (principalement sur les titres Constellation), de la baisse des produits d'intérêt liée à la baisse du volume moyen d'actifs liquides, de la diminution du résultat de cession des titres non consolidés, des événements favorables de 2007 sans équivalents en 2008 et des effets défavorables de la conjoncture des marchés financiers.

## 9.7.5 Impôts sur les résultats

Les **impôts sur les résultats** s'élèvent à 1 561 millions d'euros en 2008 contre 1 841 millions d'euros en 2007.

La diminution de 280 millions d'euros entre 2007 et 2008 résulte principalement de trois effets :

- l'effet mécanique lié à la baisse du résultat avant impôt des sociétés intégrées de 2 713 millions d'euros entre 2007 et 2008 ;
- les baisses de taux d'impôt votées en 2007 et effectives en 2008 en Allemagne, en Italie et au Royaume-Uni, qui ont eu un impact significatif favorable sur les comptes 2007 (493 millions d'euros) par diminution de valeur des impôts différés passifs ;
- dans une moindre mesure, l'impact en 2008 de la taxation en Italie des profits réalisés par les sociétés du secteur énergétique ainsi que la réforme au Royaume-Uni de la dépréciation des immeubles industriels.

## 9.7.6 Résultat net part du Groupe

Le **résultat net part du Groupe** s'élève en 2008 à 3 400 millions d'euros, en baisse de 39,5 % par rapport à 2007 (5 618 millions d'euros).

Cette variation traduit la diminution du résultat avant impôts des sociétés intégrées (- 2 713 millions d'euros) malgré l'augmentation de la quote-part du résultat des sociétés mises en équivalence (+ 184 millions d'euros) et la réduction des impôts sur les résultats (280 millions d'euros).

**Quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence**
La quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence s'établit à 352 millions d'euros en 2008, en augmentation de 184 millions d'euros par rapport à 2007, soit + 109,5 %.
Cette hausse résulte essentiellement de deux éléments enregistrés en 2007 (dotation aux provisions au Royaume-Uni et changement de mode de consolidation de la société SSE, en Slovaquie, consolidée en intégration proportionnelle depuis le 1er janvier 2007).

Le **résultat net courant** [1] est de 4 308 millions d'euros en 2008, en diminution de 369 millions soit - 7,9 % par rapport à 2007.
Hors impact de l'application de la norme IAS 39 sur les commodités le résultat net courant est de 4 635 millions d'euros, en croissance organique de 5,0 % par rapport à 2007.

1 Résultat net part du Groupe hors éléments non-récurrents.
Éléments non récurrents nets d'impôts en 2008 : - 908 millions d'euros se répartissant en - 783 millions d'euros au titre de la prolongation du TaRTAM ; + 23 millions d'euros au titre des retraites en France ; + 59 millions d'euros de plus-values de cession chez Dalkia, - 210 millions d'euros de plusieurs provisions nettes pour perte de valeur, autres pour 3 millions d'euros.
Éléments non récurrents nets d'impôts en 2007 : + 941 millions d'euros : Impact du changement d'estimation des durées de vie des bâtiments de postes de transformation et des matériels de comptage électronique et de la prise en compte de la baisse des coûts de renouvellement de ces matériels de comptage pour 338 millions d'euros, des plus-values de + 487 millions d'euros liées à la cession des actifs en Amérique du Sud (+ 376 millions d'euros liées à la cession des activités au Mexique et + 111 millions d'euros sur la cession de la participation résiduelle de 25 % d'Edenor) de la baisse du taux d'impôt en Allemagne (+ 304 millions d'euros) ainsi que des pertes de valeur à hauteur de - 124 millions d'euros liées principalement à la baisse des tarifs de transport en Allemagne, enfin, à hauteur de - 64 millions d'euros de la prise en compte de risques sur investissements et autres.

# 9.8 Analyse par zone géographique du résultat d'exploitation

Les principes relatifs aux informations sectorielles du groupe EDF sont décrits en note 7 des comptes consolidés clos le 31 décembre 2008.

Le résultat d'exploitation se répartit par segment géographique comme suit :

| 2008<br>*(en millions d'euros)* | France | Royaume-Uni | Allemagne | Italie | Reste Europe | Europe hors France | Reste du monde | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **34 264** | **8 244** | **7 467** | **6 042** | **7 639** | **29 392** | **623** | **64 279** |
| Achats de combustibles et d'énergie | (9 362) | (5 567) | (4 682) | (4 599) | (2 507) | (17 355) | (305) | (27 022) |
| Autres consommations externes | (5 955) | (884) | (1 087) | (451) | (1 816) | (4 238) | (65) | (10 258) |
| Charges de personnel | (7 794) | (657) | (685) | (197) | (1 118) | (2 657) | (25) | (10 476) |
| Impôts et taxes | (2 845) | (92) | (9) | (6) | (203) | (310) | (16) | (3 171) |
| Autres produits et charges opérationnels | 1 907 | (100) | 110 | 122 | 50 | 182 | (6) | 2 083 |
| Prolongation du TaRTAM (loi du 4 août 2008) | (1 195) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | (1 195) |
| **EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION** | **9 020** | **944** | **1 114** | **911** | **2 045** | **5 014** | **206** | **14 240** |
| Dotations aux amortissements | (3 923) | (444) | (382) | (453) | (446) | (1 725) | (65) | (5 713) |
| Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession | (519) | 0 | 0 | 0 | (7) | (7) | 0 | (526) |
| (Pertes de valeur) / Reprises | (14) | 0 | (174) | (42) | 88 | (128) | 27 | (115) |
| Autres produits et charges d'exploitation | 35 | 0 | 0 | 0 | (9) | (9) | (1) | 25 |
| **RÉSULTAT D'EXPLOITATION** | **4 599** | **500** | **558** | **416** | **1 671** | **3 145** | **167** | **7 911** |

| 2007<br>*(en millions d'euros)* | France | Royaume-Uni | Allemagne | Italie | Reste Europe | Europe hors France | Reste du monde | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **32 232** | **8 353** | **6 900** | **4 658** | **6 225** | **26 136** | **1 269** | **59 637** |
| Achats de combustibles et d'énergie | (7 944) | (4 975) | (4 176) | (3 161) | (2 149) | (14 461) | (810) | (23 215) |
| Autres consommations externes | (5 506) | (1 147) | (1 070) | (606) | (1 384) | (4 207) | (84) | (9 797) |
| Charges de personnel | (7 343) | (754) | (703) | (185) | (933) | (2 575) | (20) | (9 938) |
| Impôts et taxes | (2 894) | (111) | (11) | (1) | (200) | (323) | (19) | (3 236) |
| Autres produits et charges opérationnels | 1 452 | (80) | 91 | 204 | 96 | 311 | (4) | 1 759 |
| **EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION** | **9 996** | **1 285** | **1 031** | **910** | **1 655** | **4 881** | **333** | **15 210** |
| Dotations aux amortissements | (3 836) | (475) | (363) | (440) | (411) | (1 689) | (103) | (5 628) |
| Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession | (497) | 0 | 0 | 0 | (7) | (7) | 0 | (504) |
| (Pertes de valeur) / Reprises | 5 | (1) | (146) | (8) | 0 | (155) | 0 | (150) |
| Autres produits et charges d'exploitation | 620 | 0 | 18 | 0 | 425 | 443 | 0 | 1 063 |
| **RÉSULTAT D'EXPLOITATION** | **6 288** | **808** | **541** | **462** | **1 662** | **3 473** | **230** | **9 991** |

## 9.8.1 France

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 34 264 | 32 232 | 2 032 | 6,3 | 6,3 |
| EBE | 9 020 | 9 996 | (976) | - 9,8 | - 9,8 |
| EBE hors prolongation TaRTAM | 10 215 | 9 996 | 219 | 2,2 | 2,2 |
| Résultat d'exploitation | 4 599 | 6 288 | (1 689) | - 26,9 | - 26,9 |
| Résultat d'exploitation hors prolongation TaRTAM | 5 794 | 6 288 | (494) | - 7,9 | - 7,9 |

### 9.8.1.1 VENTILATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE DU SEGMENT « FRANCE »

La contribution du segment France au chiffre d'affaires et à l'EBE du Groupe est présentée selon la ventilation suivante :

- « **Activités régulées** » regroupe les activités de :
  - Transport en métropole,
  - Distribution en métropole,
  - Production et distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI).

Les activités Transport et Distribution sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).
Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés ;

- « **Activités non régulées** » regroupe les activités de :
  - Production, Commercialisation et Optimisation en métropole,
  - Ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

### 9.8.1.2 OUVERTURE DU MARCHÉ

Le marché de l'électricité français est totalement ouvert à la concurrence depuis le 1er juillet 2007.

Au 31 décembre 2008, la part de marché détenue par EDF sur l'électricité en France pour l'ensemble des clients finals est de 85,5 % (contre 85,2 % au 31 décembre 2007).

### 9.8.1.3 ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

La production nucléaire est de 417,6 TWh en 2008, pratiquement stable (- 0,4 TWh) par rapport à celle de 2007. L'évolution du second semestre traduit les aléas de production rencontrés en 2008, notamment sur les stators de certains alternateurs (voir paragraphe 9.2.2.2.1 « Performance du parc de production nucléaire »).
La production hydraulique est en hausse de 14,3 % (+ 4,8 TWh).
La production thermique à flamme est de 15,8 TWh.

Les ventes aux clients finals hors Eurodif augmentent de 12,7 TWh en raison des conditions climatiques, notamment sur le premier semestre, et de la croissance soutenue des consommations, freinée au second semestre par l'impact de la crise économique sur la consommation du secteur industriel.
Les ventes aux autres acteurs du secteur électrique augmentent par ailleurs de 2,7 TWh.

Ces évolutions de la production et des ventes se traduisent par une diminution des ventes nettes sur les marchés de gros (- 14,2 TWh), elles-mêmes atténuées par l'augmentation des ventes VPP (+ 3,4 TWh).

### 9.8.1.4 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de la **France** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 34 264 millions d'euros, en progression de + 6,3 % par rapport à 2007, dont 5,3 points liés aux ventes d'électricité et 1 point attribuable aux autres activités (gaz naturel et services).

L'évolution du chiffre d'affaires électricité est liée à la fois à des effets de volume (+ 1,5 %) et de prix (+ 3,8 %).
Le volume des ventes d'électricité bénéficie principalement de l'accroissement de la demande finale portée par l'effet positif du climat.
L'effet prix positif est dû principalement aux ventes d'électricité sur les marchés de gros à plus d'un an (enchères contractualisées en 2007) et aux effets des hausses tarifaires du 16 août 2007 et du 15 août 2008.

### 9.8.1.5 EBE

La contribution de la France à l'EBE du Groupe est en baisse de 976 millions d'euros.
Hors impact de la prolongation du dispositif TaRTAM (loi du 4 août 2008), la contribution de la **France** à l'EBE du Groupe s'élève à 10 215 millions d'euros, en hausse de 2,2 % par rapport à 2007 (9 996 millions d'euros).
Les effets prix et volume favorables sur le chiffre d'affaires sont compensés par la hausse du coût de *sourcing* des obligations d'achat et des achats d'énergie pour compensation des pertes électriques des réseaux, ainsi que la hausse des charges d'exploitation, liée notamment à la hausse des coûts de maintenance et l'impact, sur l'année 2008, des mesures d'accompagnement de la réforme des retraites.

#### ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE

Les achats de combustibles et d'énergie s'établissent à 9 362 millions d'euros en 2008, en hausse de 1 418 millions d'euros (+ 17,8 %) par rapport à 2007.
Cette hausse résulte pour l'essentiel de la hausse en prix et en volume des obligations d'achat (elle-même liée à la hausse des prix du gaz naturel et au développement de l'éolien) du renchérissement des achats d'énergie pour compensation des pertes électriques des réseaux, de la hausse des prix des combustibles fossiles et de l'augmentation des achats liée au développement des ventes de gaz naturel.
La hausse constatée en 2008 est accentuée par l'impact positif qu'avaient eu, en 2007, les textes d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs sur les provisions nucléaires (+ 262 millions d'euros).

### AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL

Les **autres consommations externes** s'élèvent à 5 955 millions d'euros, en progression (+ 8,2 %) par rapport à 2007. Cette progression résulte principalement de la hausse des coûts de maintenance, notamment dans le domaine nucléaire suite aux aléas de production (générateurs de vapeur, alternateurs, notamment), des coûts supplémentaires induits par la séparation des activités de Distribution et l'ouverture à la concurrence du marché résidentiel et, dans une moindre mesure, des dépenses associées au développement des activités de services.

Les **charges de personnel** s'élèvent à 7 794 millions d'euros, en hausse de + 6,1 % par rapport à 2007, dont 2 % liés aux effets des mesures d'accompagnement de la réforme des retraites et 2,9 % liés à la politique d'épargne et d'actionnariat des salariés (intéressement, abondement, offre réservée aux salariés en septembre 2008, ACT 07).

### IMPÔTS ET TAXES

Les impôts et taxes baissent de - 1,7 % (- 49 millions d'euros). Cette baisse est liée notamment aux nouvelles règles de plafonnement de la taxe professionnelle.

### AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS

Les autres produits et charges opérationnels évoluent favorablement pour 455 millions d'euros, du fait principalement d'un produit ponctuel enregistré en 2008 pour une vente de services sur le combustible nucléaire (+ 171 millions d'euros) et l'effet en 2007 de l'ajustement des provisions nécessaires au financement de la taxe hydro-nucléaire associée à la mise en œuvre du TaRTAM jusqu'à mi-2009 (+ 231 millions d'euros).

### EFFETS DE LA LOI DU 4 AOÛT 2008

La prolongation du dispositif « TaRTAM » de juillet 2009 jusqu'au 30 juin 2010 se traduit par une charge de 1 195 millions d'euros en 2008, correspondant à la compensation des concurrents et estimée notamment sur la base de volumes anticipés et d'hypothèses d'évolution de prix sur les marchés.

## 9.8.1.6 VENTILATION DE L'INFORMATION FINANCIÈRE DU SEGMENT FRANCE ENTRE ACTIVITÉS RÉGULÉES ET ACTIVITÉS NON RÉGULÉES

Le tableau suivant détaille l'évolution entre 2007 et 2008 du chiffre d'affaires et de l'EBE du segment France, selon la distinction activités régulées / activités non régulées :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **34 264** | **32 232** | **2 032** | **6,3** | **6,3** |
| Non régulé | 22 085 | 20 468 | 1 617 | 7,9 | 7,9 |
| Régulé | 13 175 | 12 378 | 797 | 6,4 | 6,4 |
| Éliminations | (996) | (614) | (382) | 62,2 | 62,2 |
| **EBE** | **9 020** | **9 996** | **(976)** | **- 9,8** | **- 9,8** |
| Non régulé | 4 979 | 6 141 | (1 162) | - 18,9 | - 18,9 |
| Non régulé hors prolongation TaRTAM | 6 174 | 6 141 | 33 | 0,5 | 0,5 |
| Régulé | 4 041 | 3 855 | 186 | 4,8 | 4,8 |

La croissance de 7,9 % du chiffre d'affaires des activités non régulées s'explique par les ventes d'électricité, qui bénéficient d'un effet positif à la fois sur les prix (prix à terme et hausses tarifaires de 2007 et 2008) et sur les volumes, et par la croissance des ventes de gaz naturel.

La croissance de 6,4 % du chiffre d'affaires des activités régulées traduit l'impact du climat et de la croissance (hors effets climatiques) de la demande sur les ventes d'acheminement.

Hors impact de la prolongation du dispositif TaRTAM, l'EBE des **activités non régulées** augmente de 0,5 %, marqué par une baisse des ventes nettes sur les marchés et l'augmentation des charges.
Les effets prix favorables sur le chiffre d'affaires sont en grande partie compensés par l'augmentation du coût de *sourcing* des obligations d'achat (à travers le mécanisme de compensation CSPE) et des coûts des combustibles fossiles, pénalisés par la hausse des prix de marché.
Les coûts d'exploitation sont impactés par l'augmentation des coûts de transformation et de maintenance affectés par les aléas rencontrés sur le parc nucléaire, ainsi que par la hausse des charges de personnel induite par la réforme des retraites.

L'EBE des **activités régulées** augmente de 186 millions d'euros (soit 4,8 %). L'effet positif de la croissance des volumes acheminés fait plus que compenser le renchérissement du coût des achats d'énergie pour compensation des pertes électriques des réseaux et la hausse des charges de personnel, induite notamment par la réforme des retraites.

## 9.8.1.7 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution de la **France** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 4 599 millions d'euros, en baisse de 26,9 % par rapport à 2007. Cette baisse résulte de l'évolution de l'EBE, affectée par l'impact de la loi du 4 août 2008 prolongeant le dispositif TaRTAM (- 1 195 millions d'euros) ainsi que l'enregistrement en 2007 de 555 millions d'euros correspondant à l'ajustement de la provision pour renouvellement au titre des changements d'estimation des durées de vie des bâtiments de poste de transformation et des matériels de comptage et de la prise en compte de la baisse des coûts de renouvellement de ces matériels de comptage.
Hors ces effets, le résultat d'exploitation serait en légère hausse de + 1,1 %.

## 9.8.2 Royaume-Uni

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 8 244 | 8 353 | (109) | - 1,3 | + 13,3 |
| EBE | 944 | 1 285 | (341) | - 26,5 | - 11,9 |
| EBE hors impact IAS 39 | 1 231 | 1 134 | 97 | 8,6 | 23,3 |
| Résultat d'exploitation | 500 | 808 | (308) | - 38,1 | - 23,4 |

### 9.8.2.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution **d'EDF Energy** au chiffre d'affaires du Groupe est de 8 244 millions d'euros en 2008, en baisse de 1,3 % mais en croissance organique de + 13,3 % par rapport à 2007.
L'effet de change lié à la dépréciation de la livre sterling est de - 14,4 %.
La croissance organique est portée par les activités de production et de commercialisation qui ont bénéficié de l'évolution des prix sur le marché de gros et des hausses tarifaires sur les clients résidentiels intervenues en janvier et juillet 2008. Les tarifs d'électricité ont été successivement augmentés de 7,9 % puis de 17 %, ceux du gaz naturel de 12,9 % puis de 22 %.
Les activités de réseaux, bien que bénéficiant pour la partie régulée, de la hausse des tarifs décidée fin 2007 et 2008 (avril et octobre), ont été impactées négativement par l'arrêt des travaux facturés par la société Metronet (sans impact sur l'EBE).

### 9.8.2.2 EBE

La contribution d'**EDF Energy** à l'EBE du Groupe se chiffre à 944 millions d'euros en 2008 en forte baisse (- 26,5 %) par rapport à 2007, avec une diminution de la croissance organique de - 11,9 % par rapport à l'année 2007.
L'effet de change est négatif à hauteur de - 185 millions d'euros (- 14,4 %).
La forte baisse de l'EBE traduit principalement la hausse du poste « Achat de combustibles et énergie » (+ 592 millions d'euros) intégrant l'impact des contrats d'achat et de vente à terme.

L'impact des contrats d'achat et de vente à terme, instruments dérivés non qualifiés de couverture selon la norme IAS 39, est très fortement négatif en 2008 (- 287 millions d'euros) alors qu'il était positif en 2007 (+ 151 millions d'euros). Il résulte du débouclage des contrats 2007 et de la valorisation des contrats énergie de fin 2008 (positions latentes), pénalisée par la chute des prix des matières premières (charbon, électricité et gaz naturel) depuis le mois de juillet.

Cet impact masque la très bonne performance des activités de commercialisation et de production, les augmentations de tarifs faisant plus que compenser la hausse des prix des matières premières et des coûts de production limitée en partie par des positions de couverture. De même l'activité réseaux bénéficie de la hausse des péages d'accès intervenue fin 2007.

La hausse enregistrée sur le poste « Achat de combustibles et d'énergie » a été partiellement compensée par les évolutions positives des autres consommations externes (- 263 millions d'euros) et charges de personnel (- 97 millions d'euros).

La croissance organique de l'EBE, hors impact de l'application de la norme IAS 39 sur les commodités est de 23,3 %.

### 9.8.2.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution d'**EDF Energy** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 500 millions d'euros, en baisse de 38,1 % (hors effet de change, la baisse est de 23,4 %).
Cette diminution résulte pour l'essentiel de la baisse de l'EBE et dans une moindre mesure, de l'augmentation des dotations nettes aux amortissements due à l'accroissement des investissements.

## 9.8.3 Allemagne

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 7 467 | 6 900 | 567 | 8,2 | 9,0 |
| EBE | 1 114 | 1 031 | 83 | 8,1 | 10,1 |
| Résultat d'exploitation | 558 | 541 | 17 | 3,1 | 6,1 |

### 9.8.3.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de **EnBW** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7 467 millions d'euros au 31 décembre 2008, en croissance de 8,2 % et en croissance organique de 9,0 %

La croissance du chiffre d'affaires inclut un effet de périmètre négatif lié essentiellement à la vente de U-Plus fin mars 2007 qui avait contribué pour 51 millions d'euros au chiffre d'affaires du segment Allemagne en 2007.
La croissance du chiffre d'affaires résulte essentiellement de l'électricité.

Les ventes d'électricité, qui représentent 79 % du chiffre d'affaires d'EnBW, augmentent de 8,2 % principalement du fait de la hausse des prix moyens à la fois sur les marchés de gros et pour les clients finals.
L'effet volume est également positif, sur l'ensemble des marchés résidentiels et entreprises.
Le chiffre d'affaires dans l'activité gaz naturel et autres services est en augmentation de 11,6 % en raison de la hausse des prix, partiellement compensée par de moindres volumes de gaz naturel vendus aux redistributeurs du fait de la forte concurrence sur ce segment.

### 9.8.3.2 EBE

La contribution de **EnBW** à l'EBE du Groupe est en hausse de 8,1 % et en croissance organique de + 10,1 % par rapport à l'année 2007. L'EBE intègre un effet périmètre négatif de 21 millions d'euros lié essentiellement à la vente de U-Plus fin mars 2007.

L'EBE de l'activité électricité est en forte progression organique tandis que celui de l'activité gaz naturel est stable.

Dans l'activité électricité, l'optimisation du parc de production a dégagé des marges importantes partiellement diminuées par de moindres recettes de péages réseaux et des marges aux clients finals en baisse.

Pour l'activité gaz naturel, l'impact positif du climat hivernal et l'effet négatif dû au renforcement de la concurrence sur le segment industriel se compensent.

### 9.8.3.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution d'**EnBW** au résultat d'exploitation du Groupe s'établit à 558 millions d'euros, en hausse de + 17 millions d'euros (+ 3,1 %) par rapport à 2007.
Cette hausse reflète essentiellement celle de l'EBE (+ 83 millions d'euros) diminuée de l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et de l'évolution des dépréciations pour pertes de valeur (146 millions d'euros en 2007 ; 174 millions d'euros en 2008).

## 9.8.4 Italie

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 6 042 | 4 658 | 1 384 | 29,7 | 30,7 |
| EBE | 911 | 910 | 1 | 0,1 | 2,9 |
| Résultat d'exploitation | 416 | 462 | (46) | - 10,0 | - 7,1 |

### 9.8.4.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution de l'**Italie** [1] au chiffre d'affaires du Groupe est de 6 042 millions d'euros, en croissance de 29,7 % et en croissance organique de 30,7 % dans un contexte de hausse des coûts de l'énergie.

La croissance du chiffre d'affaires d'**Edison** (+ 1 314 millions d'euros) est portée à la fois par les activités électriques et par les activités gazières. Dans l'activité électricité, la croissance est due essentiellement à la hausse des prix ainsi qu'à des quantités supérieures vendues sur les marchés de gros en partie atténuées par de moindres ventes aux clients finals.
Dans l'activité gaz naturel, la croissance est due à l'effet prix significatif en raison de la forte hausse des prix des hydrocarbures, et à un effet volume sur le marché de gros.
L'effet de périmètre de - 55 millions d'euros résulte notamment de la cession de sept centrales thermoélectriques au mois d'avril 2008.

Le chiffre d'affaires de **Fenice** est en hausse de 70 millions d'euros (+ 13,0 %) résultant principalement de la mise en service de nouvelles centrales ainsi que d'un hiver plus froid que l'année précédente.

### 9.8.4.2 EBE

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 911 millions d'euros, quasiment stable par rapport à l'année 2007 et en hausse de + 2,9 % à périmètre et change constants.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 807 millions d'euros en 2008 contre 791 millions d'euros en 2007, en hausse de 16 millions d'euros.

L'EBE est en hausse organique de 42 millions d'euros, la baisse dans les activités gazières étant plus que compensée par la progression des activités électriques. L'effet de périmètre est de - 26 millions d'euros.
La contribution des activités gazières est en baisse à la fois du fait de la baisse des marges sur le premier semestre 2008 et de l'impact d'une reprise de provision au premier semestre 2007, la hausse des prix des matières premières n'ayant pas pu être répercutée intégralement aux clients finals.
L'EBE de l'activité d'exploration et de production a progressé de près de 21,7 %.
Dans l'activité électrique, les bonnes performances qui résultent principalement de l'augmentation de la production hydraulique et des services systèmes sont en partie limitées par la réduction programmée des subventions aux centrales CIP6.

La contribution de **Fenice** à l'EBE du Groupe s'élève à 106 millions d'euros en 2008, en baisse de 14 millions d'euros par rapport à 2007. Celle-ci résulte notamment de la baisse d'activité de l'un de ses gros clients.

### 9.8.4.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution de l'**Italie** au résultat d'exploitation du Groupe est de 416 millions d'euros, en baisse de 46 millions en raison des amortissements liés aux nouvelles installations chez Edison et Fenice.

1 Groupe Edison et Fenice.

## 9.8.5 Reste Europe

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 7 639 | 6 225 | 1 414 | 22,7 | 17,4 |
| EBE | 2 045 | 1 655 | 390 | 23,6 | 21,9 |
| Résultat d'exploitation | 1 671 | 1 663 | 8 | 0,5 | - 2,2 |

### 9.8.5.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution du **Reste de l'Europe** au chiffre d'affaires du Groupe est de 7 639 millions d'euros, en hausse de 1 414 millions d'euros, soit + 22,7 %. Cette variation comprend un effet de périmètre de + 4,7 % lié principalement aux acquisitions de Dalkia en Europe. Cette variation comprend également un effet de change de + 0,5 %.
La croissance organique du chiffre d'affaires du Reste de l'Europe est de + 17,4 % (soit 1 086 millions d'euros).
Elle provient essentiellement d'EDF Trading, d'EDF Énergies Nouvelles et de l'activité des pays d'Europe centrale.
Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** [1] est de 1 213 millions d'euros en hausse de 543 millions d'euros (soit 81,0 %) par rapport à celui de 2007. Il inclut un effet de périmètre de 17 millions d'euros résultant de l'acquisition d'Eagle Energy Partners et d'Amstuw BV. La forte croissance de la marge de trading est liée aux mouvements exceptionnels des prix des matières premières au cours de l'année 2008 qui ont augmenté les possibilités d'action d'EDF Trading.
Dans **les pays d'Europe centrale**, la progression organique du chiffre d'affaires est de 216 millions d'euros, portée par les activités en Hongrie et en Pologne.
En **Hongrie**, la croissance organique (130 millions d'euros) bénéficie d'effets prix positifs ainsi que d'un bon développement commercial.
En **Pologne**, la croissance organique (+ 86 millions d'euros) résulte principalement de l'augmentation par Rybnik de ses prix de vente aux distributeurs et de la hausse des prix spot sur les marchés.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Énergies Nouvelles** progresse de 90,6 % (+ 455 millions d'euros) grâce à l'activité de production d'électricité, à la hausse des ventes d'actifs structurés et à l'entrée dans le périmètre du groupe d'EDF Énergies Nouvelles Réparties et de ses filiales.

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** est en croissance organique de 10,3 % (202 millions d'euros) portée notamment par la croissance à l'international et les nouveaux développements.

### 9.8.5.2 EBE

La contribution du **Reste de l'Europe** à l'EBE du Groupe est de 2 045 millions d'euros, en augmentation de 390 millions d'euros, soit + 23,6 % par rapport à 2007.

Cette variation comprend un effet de périmètre de + 1,3 % et un effet change de 0,4 %.
La croissance organique est de 21,9 % (soit + 362 millions d'euros), portée essentiellement par EDF Trading.
La croissance organique de l'EBE dans les pays d'**Europe centrale** est de 8,1 % (soit 24 millions d'euros) et résulte pour l'essentiel de l'évolution favorable des prix et des tarifs. Elle est localisée en **Hongrie**, où l'EBE de Demasz a fortement progressé grâce à des effets prix et tarifs favorables et à une optimisation des conditions d'approvisionnement. En **Pologne**, la hausse des prix de l'électricité n'a que partiellement compensé la forte hausse des prix charbon et la réduction des allocations $CO_2$ dans la deuxième période d'allocations (Phase II du PNAQ) qui a conduit plusieurs sociétés polonaises à se trouver en situation de déficit par rapport à leurs émissions.
La croissance de l'EBE chez **EDF Énergies Nouvelles** est supérieure aux engagements pris par le Groupe au moment de l'IPO en 2006, malgré une évolution défavorable des taux de change du dollar et de la livre sterling. Tous les métiers contribuent à cette croissance.
La contribution de **EDF Trading** à l'EBE du Groupe est de 1 024 millions d'euros. Sa progression correspond à celle du chiffre d'affaires.

### 9.8.5.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution du **Reste de l'Europe** au résultat d'exploitation du Groupe s'élève à 1 671 millions d'euros, en augmentation de 8 millions d'euros (+ 0,5 %) par rapport à 2007.
Cette augmentation impactée favorablement par la progression de l'EBE, reste limitée par rapport à 2007 qui avait bénéficié des plus-values réalisées par EDF International sur les cessions d'Edenor et des activités au Mexique (456 millions d'euros au total).

1 Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

## 9.8.6 Reste du monde

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % | Croissance organique en % |
|---|---|---|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 623 | 1 269 | (646) | - 50,9 | 2,0 |
| EBE | 206 | 333 | (127) | - 38,1 | 0,0 |
| Résultat d'exploitation | 167 | 229 | (62) | - 27,1 | 10,5 |

### 9.8.6.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

La contribution du **Reste du monde** au chiffre d'affaires du Groupe est de 623 millions d'euros en baisse de 646 millions d'euros, soit - 50,9 %.
Cette baisse comprend un effet de périmètre négatif de - 651 millions d'euros lié à la cession en 2007 des actifs au Mexique et un effet de change négatif de - 21 millions d'euros en Chine et au Vietnam.
La croissance organique du chiffre d'affaires est de + 2,0 %.
En **Asie**, le chiffre d'affaires est de 304 millions d'euros, en croissance organique de 4,2 %, portée principalement par l'effet de la hausse du prix du charbon pour la centrale de Laibin en Chine.

### 9.8.6.2 L'EBE

La contribution du **Reste du monde** à l'EBE du Groupe est en baisse de 127 millions d'euros (soit - 38,1 %). Cette évolution comprend un effet de périmètre négatif (- 114 millions soit - 34,2 %) lié à la cession d'actifs au Mexique.
L'excédent brut d'exploitation est stable sur une base organique.
En **Asie**, l'EBE est en croissance organique de 3,0 %.
Aux États-Unis, ce dernier intègre les coûts de développement de l'activité nucléaire, principalement chez Unistar Nuclear Energy.

### 9.8.6.3 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

La contribution du **Reste du monde** au résultat d'exploitation du Groupe baisse de 62 millions d'euros. Cette diminution s'explique essentiellement par l'évolution de l'EBE de - 127 millions d'euros. Celle-ci est atténuée par la réduction de 39 millions d'euros des amortissements (cession des centrales au Mexique fin 2007) et par une plus-value sur la cession de turbines inutilisées au Brésil (+ 27 millions d'euros).

# 9.9 Flux de trésorerie et endettement financier

## 9.9.1 Flux de trésorerie

Les flux de trésorerie dégagés par le Groupe sur les exercices 2007 et 2008 sont présentés dans le tableau de synthèse ci-dessous :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| **Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles** | **7 572** | **10 222** | **(2 650)** | **- 25,9** |
| **Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement** | **(16 665)** | **(5 428)** | **(11 237)** | **207,0** |
| **Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement** | **8 811** | **(2 116)** | **10 927** | **NS** |
| **Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie** | **(282)** | **2 678** | **(2 960)** | **NS** |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture | 6 035 | 3 308 | 2 727 | 82,4 |
| Incidence des variations de change | (79) | (42) | (37) | 88,1 |
| Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie | 188 | 96 | 92 | 95,8 |
| Incidence des autres reclassements | 7 | (5) | 12 | NS |
| **Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture** | **5 869** | **6 035** | **(166)** | **- 2,8** |

### 9.9.1.1 FLUX DE TRÉSORERIE NETS GÉNÉRÉS PAR LES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| **Résultat avant impôt des sociétés intégrées** | **4 744** | **7 457** | **(2 713)** | **- 36,4** |
| (Pertes de valeur) / Reprises | 115 | 150 | (35) | - 23,3 |
| Amortissements, provisions et variations de juste valeur | 4 673 | 6 130 | (1 457) | - 23,8 |
| Produits et charges financiers | 1 174 | 642 | 532 | 82,9 |
| Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence | 110 | 130 | (20) | - 15,4 |
| Plus ou moins-values de cession | (245) | (860) | 615 | - 71,5 |
| Variation du besoin en fonds de roulement | (211) | (269) | 58 | - 21,6 |
| **Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation** | **10 360** | **13 380** | **(3 020)** | **- 22,6** |
| Frais financiers nets décaissés | (1 068) | (921) | (147) | 16,0 |
| Impôts sur le résultat payés | (1 720) | (2 237) | 517 | - 23,1 |
| **Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles** | **7 572** | **10 222** | **(2 650)** | **- 25,9** |

Les flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles en 2008 s'élèvent à 7 572 millions d'euros, en diminution de 2 650 millions d'euros par rapport à l'exercice 2007. Cette variation traduit essentiellement :

(i) la baisse de 3 020 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation. Cette baisse est liée principalement à la variation sur la période du résultat avant impôt des sociétés intégrées résultant des éléments décrits précédemment (voir notamment la section 9.7 « Analyse du compte de résultat consolidé pour 2008 et 2007 »), ainsi que du poste « Amortissements, provisions et variations de juste valeur » qui reflète essentiellement les variations de juste valeur liées à la conjoncture des marchés de matières premières et de l'énergie. La variation des produits et charges financiers correspond à celle explicitée dans la section 9.7.4 « Résultat financier » ; enfin, la diminution des plus-values de cession résulte principalement de la cession des activités au Mexique et en Argentine en 2007 (voir sections 6.3.2.3 et 6.3.2.1 du document de référence 2007 du Groupe), sans équivalent en 2008.

La **variation du BFR** est négative à hauteur de 211 millions d'euros. Corrigé des effets du contrat entre AREVA et EDF [1] dont l'impact est de 2 300 millions d'euros (voir section 6.2.1.1.3.4 « Le cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés – B. L'aval »), le BFR s'inscrit en hausse de 2 511 millions d'euros en 2008. Cette évolution s'explique à la fois par une détérioration de 2 212 millions d'euros du BFR en France et de 299 millions d'euros à l'international.
En **France**, l'augmentation significative du besoin en fonds de roulement s'explique principalement par des effets volumes et prix liés à la croissance de l'activité et à la hausse des coûts et des prix. L'essentiel de ceux-ci, se retrouve sur les stocks (essentiellement de combustible nucléaire) pour 452 millions d'euros, les créances clients pour 425 millions d'euros et sur les appels de marge liés à des mouvements de prix exceptionnels des énergies (charbon, fioul…). Ces appels de marges (1 440 millions d'euros) correspondent à des couvertures prises sur les marchés par EDF Trading pour le compte de l'activité en France. Cette évolution du besoin en fonds de roulement tient compte des actions d'optimisation conduites dans le cadre du Programme Excellence Opérationnelle qui ont permis de dégager 471 millions d'euros sur 2008.
À **l'international**, l'augmentation du besoin en fonds de roulement résulte des effets volumes et prix liés à la croissance de l'activité et à la hausse des coûts (EDF Energy + 208 millions d'euros, Edison + 394 millions d'euros et EDF Énergies Nouvelles + 337 millions d'euros). Le solde de la variation correspond à une amélioration du besoin en fonds de roulement d'EDF Trading suite à l'accord d'appels de marge conclu avec la France en fin d'année 2008.

Les **appels de marge** liés aux activités d'optimisation et de trading du Groupe entraînent une dégradation du BFR de 0,7 milliard d'euros.
Cette dégradation résulte en grande partie de l'impact négatif de la chute des prix des commodités sur la valeur des couvertures de marché prises par les optimiseurs, par l'intermédiaire d'EDF Trading, dans le cadre de la politique de gestion des risques du Groupe. Conformément aux pratiques de marché, ces positions ont fait l'objet d'appels de marge, visant à assurer les contreparties d'EDF Trading d'un risque de défaillance de la société. Ces appels de marge seront remboursés au plus tard au moment de la livraison des contrats.

(ii) la diminution de 517 millions d'euros de l'impôt sur le résultat payé résultant notamment de :
- la baisse du résultat fiscal en France entre 2007 et 2008,
- le décaissement d'impôts en 2007 par EnBW sans équivalent en 2008,
- de la baisse du résultat fiscal et d'un crédit d'impôt reçu au titre des exercices antérieurs au Royaume-Uni.

Le **cash-flow opérationnel** [2] s'élève à 10 083 millions d'euros en 2008 contre 10 647 millions d'euros en 2007, soit une baisse de 5,3 %. Il s'analyse de la façon suivante :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| **Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation** | **10 360** | **13 380** | **(3 020)** | **- 22,6** |
| Frais financiers nets décaissés | (1 068) | (921) | (147) | 16,0 |
| Impôts sur le résultat payés | (1 720) | (2 237) | 517 | - 23,1 |
| Variation du besoin en fonds de roulement (1) | 2 511 | 269 | 2 242 | 833,5 |
| Impôts générés par les éléments non récurrents | 0 | 156 | (156) | 100,0 |
| **Cash-flow opérationnel (FFO)** | **10 083** | **10 647** | **(564)** | **- 5,3** |

*(1) Après reclassement des effets du contrat entre AREVA et EDF qui n'a pas d'impact net sur les Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation.*

1 En effet, ce contrat n'impacte pas les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation. La charge correspond à des décaissements à effectuer sur des exercices ultérieurs. Par ailleurs, celle-ci est compensée au niveau de l'EBITDA par une reprise de provision d'un montant équivalent.

2 EDF utilise comme indicateur le « cash-flow opérationnel » (ou FFO, Funds From Operation), qui vise à évaluer la capacité du Groupe à générer de la trésorerie disponible. Cet indicateur est aussi égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation (tableau des flux de trésorerie) hors variation du besoin en fonds de roulement, diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé corrigé des effets non récurrents.

### 9.9.1.2 FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

Les décaissements de trésorerie nets liés aux activités d'investissement se sont élevés à 16 665 millions d'euros en 2008 à comparer à 5 428 millions d'euros en 2007.

Les flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissements se décomposent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisition et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/ cédée et variations d'actifs financiers :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| **Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles** | **(9 703)** | **(7 490)** | **2 213** | **29,6** |
| Cession d'immobilisations corporelles et incorporelles | 214 | 229 | (15) | - 6,6 |
| **Investissements non financiers nets (1)** | **(9 489)** | **(7 261)** | **(2 228)** | **30,7** |
| Acquisitions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise | (281) | 253 | (534) | - 211,1 |
| Variations d'actifs financiers | (6 895) | 1 580 | (8 475) | - 536,4 |
| **Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement** | **(16 665)** | **(5 428)** | **(11 237)** | **207,0** |

*(1) Dans le cadre du contrôle de ses investissements industriels, le Groupe utilise l'indicateur d'investissements non financiers nets (« Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles » nettes des « Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles » afin de suivre l'évolution de ses investissements au titre des immobilisations corporelles et incorporelles.*

#### – Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles (investissements opérationnels)

**En croissance de plus de 29 % par rapport à 2007**

Les investissements opérationnels (Capex bruts) s'élèvent à 9 703 millions d'euros, en augmentation de 2 213 millions d'euros (29,5 %) par rapport à 2007. L'évolution sur la période, des investissements opérationnels du Groupe est la suivante :

| Exercice clos au 31 décembre 2008 *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| France : Activités régulées | 2 873 | 2 569 | 304 | 11,8 |
| France : Activités non régulées | 2 299 | 1 970 | 329 | 16,7 |
| **Total France** | **5 172** | **4 539** | **633** | **14,0** |
| Royaume-Uni | 1 377 | 1 171 | 206 | 17,6 |
| Allemagne | 572 | 379 | 193 | 50,9 |
| Italie | 474 | 397 | 77 | 19,4 |
| Reste Europe | 1 873 | 934 | 939 | 100,6 |
| **Europe (hors France)** | **4 296** | **2 881** | **1 415** | **49,1** |
| Reste du monde | 235 | 70 | 165 | NS |
| **INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS (CAPEX BRUTS)** | **9 703** | **7 490** | **2 213** | **29,5** |

Les investissements opérationnels progressent dans l'ensemble des zones géographiques.

L'augmentation en **France** est de 633 millions d'euros soit 14,0 %. Elle se situe à la fois dans les activités régulées (+ 304 millions d'euros) et dans les activités non régulées (+ 329 millions d'euros).

Pour ce qui est des activités régulées, les investissements sont en hausse de 304 millions d'euros soit 11,8 %. Ils concernent principalement, pour les réseaux de transport, le domaine des grands transports et des interconnexions de même que le développement et le renouvellement des réseaux régionaux. Pour la distribution, ils concernent le développement, le renforcement et le remplacement des réseaux, ainsi que la prévention des risques climatiques. Les investissements opérationnels des systèmes énergétiques insulaires connaissent aussi une hausse sensible notamment dans les nouveaux moyens de production.

Dans les activités non régulées, l'essentiel de la croissance provient des investissements de production qui passent de 1 703 millions d'euros en 2007 à 2 150 millions d'euros en 2008. Il s'agit autant du développement des capacités dans le nucléaire (construction de l'EPR à Flamanville) et dans le thermique (réactivation des tranches fioul, mise en service des turbines à combustion) que des opérations de maintien du patrimoine (programme SuPerHydro dans l'hydraulique, programme de maintenance et prolongation de la durée d'exploitation des centrales dans le nucléaire notamment).

**Au Royaume-Uni,** les investissements s'élèvent à 1 377 millions d'euros en 2008, ce qui représente une augmentation de 17,6 % par rapport à 2007. Cette croissance correspond, pour l'activité concurrentielle, aux dépenses engagées pour la construction de la nouvelle centrale thermique de West Burton ainsi que le développement de nouvelles capacités éoliennes et, pour l'activité régulée, aux dépenses liées au développement et au renforcement du réseau de distribution négociés avec le régulateur.

**En Allemagne,** les investissements s'élèvent à 572 millions d'euros pour 2008, ce qui représente une augmentation de près de 51 % par rapport à 2007. Cette augmentation s'explique par une croissance des investissements liés à la centrale de Karlsruhe et à la construction de nouveaux bâtiments administratifs (principalement EnBW City à Stuttgart).

**En Italie,** les investissements (qui s'élèvent à 474 millions d'euros) progressent de 19,4 % avec le développement des capacités de production d'électricité et de stockage de gaz naturel.

**Dans le Reste de l'Europe,** les investissements qui s'élèvent à 1 873 millions d'euros doublent en un an. Cette hausse s'explique par la poursuite du développement de parcs éoliens et solaires photovoltaïques portés par EDF Énergies Nouvelles, les projets dans les pays d'Europe centrale et aux Pays-Bas et l'acquisition de champs gaziers en mer du Nord.

Enfin, la progression des investissements du **Reste du monde** (+ 165 millions d'euros par rapport à 2007) est liée à la montée en puissance des investissements dans le nucléaire international, notamment aux États-Unis et au Royaume-Uni.

#### – Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise

Ce poste comprend les acquisitions et les cessions de titres consolidés nets de leur trésorerie. En 2007, il s'agissait essentiellement de la cession des activités en Argentine et au Mexique.

En 2008, il s'agit principalement :

- pour les cessions, des centrales CIP6, de Dolomiti Edison Energy et d'Hydros chez Edison en Italie ; et,
- pour les acquisitions, d'Eagle Energy Partners par EDF Trading et des développements chez Dalkia.

#### – Variations d'actifs financiers

Entre 2008 et 2007, la variation du poste « actifs financiers » est de -8 475 millions d'euros. La variation entre 2008 et 2007 de ce poste s'explique notamment par le développement du nucléaire à l'international principalement au Royaume-Uni avec la première phase de l'acquisition de British Energy pour 2 679 millions d'euros et aux États-Unis avec l'acquisition d'actions de Constellation Energy Group pour 412 millions d'euros et le déboursement en 2008 de 854 millions d'euros liés à l'acquisition prévue de 49,99 % de ses actifs. Le solde correspond principalement à des opérations courantes de gestion de trésorerie.

### 9.9.1.3 FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie liés aux activités de financement sur la période s'analysent comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| Émissions d'emprunts | 15 717 | 7 059 | 8 658 | 122,7 |
| Remboursements d'emprunts | (4 882) | (6 357) | 1 475 | - 23,2 |
| Dividendes versés par EDF | (2 438) | (3 170) | 732 | - 23,1 |
| Dividendes versés aux minoritaires | (90) | (90) | 0 | 0,0 |
| Augmentation de capital souscrite par les minoritaires | 249 | 178 | 71 | 39,9 |
| Augmentation des passifs spécifiques de concessions | 285 | 238 | 47 | 19,8 |
| Subventions d'investissement | 150 | 32 | 118 | 368,8 |
| Augmentation de capital d'EDF | (180) | (6) | (174) | 2 900,0 |
| **Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement** | **8 811** | **(2 116)** | **10 927** | **- 516,4** |

En 2008, les opérations de financement se traduisent par un produit net de 8 811 millions d'euros en écart de 10 927 millions d'euros par rapport à 2007. Cette variation traduit principalement :

- les sept émissions d'emprunts qui ont eu lieu en 2008 pour un total de 8 658 millions d'euros (voir paragraphe 9.2.2.5 « Financement » pour le détail de ces émissions) ;
- une diminution des remboursements d'emprunts pour 1 475 millions d'euros ;
- les dividendes versés par EDF de 2 438 millions d'euros en 2008 contre 3 170 millions d'euros en 2007 ; et,
- l'augmentation des subventions d'investissement.

## 9.9.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

| Exercice clos au 31 décembre 2008<br>*(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| **Excédent brut d'exploitation** | **14 240** | **15 210** | **(970)** | **- 6,4** |
| Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE [1] | (1 399) | (1 584) | 185 | |
| Variation du besoin en fonds de roulement net [1] | (2 511) | (269) | (2 242) | |
| Autres éléments [2] | 30 | 23 | 7 | |
| **Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation** | **10 360** | **13 380** | **(3 020)** | **- 22,6** |
| Investissements opérationnels (Capex bruts) nets des cessions | (9 489) | (7 261) | (2 228) | |
| Frais financiers nets décaissés | (1 068) | (921) | (147) | |
| Impôt sur le résultat payé | (1 720) | (2 237) | 517 | |
| **Free cash-flow** | **(1 917)** | **2 961** | **(4 878)** | **NS** |
| Actifs dédiés | (1 785) | (2 397) | 612 | |
| Investissements financiers nets | (4 305) | (237) | (4 068) | |
| Dividendes versés | (2 528) | (3 260) | 732 | |
| Autres variations [3] | 479 | 621 | (142) | |
| **(Augmentation) / diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change** | **(10 056)** | **(2 312)** | **(7 744)** | **NS** |
| Effet de la variation du périmètre | 138 | 198 | (60) | |
| Effet de la variation de change | 1 473 | 622 | 851 | |
| Autres variations non monétaires [4] | 238 | 155 | 83 | |
| **(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net** | **(8 207)** | **(1 337)** | **(6 870)** | **NS** |
| **Endettement financier net ouverture** | **16 269** | **14 932** | | |
| **Endettement financier net clôture** | **24 476** | **16 269** | | |

*(1) Après reclassement des effets du contrat entre AREVA et EDF qui n'a pas d'impact net sur les Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation.*

*(2) Correspond principalement aux dividendes reçus des sociétés mises en équivalence.*

*(3) Correspond principalement aux participations de biens reçues en concession, subventions d'investissement et augmentation de capital souscrite par les minoritaires.*

*(4) Correspond principalement aux variations de justes valeurs et aux reclassements comptables impactant la dette nette.*

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 24 476 millions d'euros au 31 décembre 2008. Il était de 16 269 millions d'euros au 31 décembre 2007 et augmente ainsi de 8 207 millions d'euros sur l'année 2008.

La variation du niveau de l'endettement financier net du Groupe en 2008 résulte d'un free cash-flow négatif de 1 917 millions d'euros (contre un free cash-flow positif de 2 961 millions d'euros en 2007) qui prend en compte l'accélération de plus de 29 % du programme d'investissements opérationnels du Groupe (+ 2 241 millions d'euros [1] entre 2007 et 2008) et l'augmentation du besoin en fonds de roulement (+ 2 511 millions d'euros).

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés s'élève à 1 785 millions d'euros. La baisse constatée sur le poste « Actifs dédiés » (2 397 millions d'euros en 2007) résulte de la décision du Groupe de suspendre temporairement les dotations à partir de septembre 2008 en raison des évolutions des marchés financiers (pour plus d'explications, voir le paragraphe 9.10.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés »).

1 Investissements opérationnels bruts avant cessions.

Les investissements financiers nets sont de 4 305 millions d'euros dont l'essentiel concerne le développement du nucléaire à l'international. Il s'agit principalement du Royaume-Uni avec l'acquisition de 26,5 % de British Energy (avant dilution) pour 2 679 millions d'euros et des États-Unis avec l'acquisition d'actions de Constellation Energy Groupe pour 412 millions d'euros et le déboursement en 2008 de 854 millions d'euros liés à l'acquisition prévue de 49,99 % de ses actifs nucléaires.

Le montant des dividendes versés par EDF en 2008 s'élève à 2 528 millions d'euros, il comprend principalement le solde du dividende 2007 de 1 273 millions d'euros et l'acompte distribué fin 2008 de 1 164 millions d'euros. En 2007, les dividendes versés s'étaient élevés à 3 260 millions d'euros, incluant la totalité des dividendes au titre de 2006 et le versement du premier acompte de 1 057 millions d'euros au titre de 2007.

Les effets de variation de change (notamment la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro) et dans une moindre mesure de périmètre, contribuent à réduire l'endettement du Groupe de 1 611 millions d'euros.

## 9.9.3 Endettement financier net par société

La variation de la contribution de chaque filiale à l'endettement financier net est présentée ci-dessous :

| Exercice clos au 31 décembre 2008<br>*(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 | Variation en valeur | Variation en % |
|---|---|---|---|---|
| EDF SA et autres filiales liées [1] | 11 450 | 6 087 | 5 363 | 88,1 |
| EDF Energy | 7 437 | 5 890 | 1 547 | 26,3 |
| EnBW | 1 449 | 1 476 | (27) | (1,9) |
| Edison [2] | 1 487 | 1 381 | 106 | 7,7 |
| EDF Énergies Nouvelles | 1 333 | 639 | 694 | 108,9 |
| Autres filiales | 1 320 | 762 | 558 | 73,2 |
| **Total** | **24 476** | **16 235** | **8 241** | **50,8** |
| Endettement financier net des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente | 0 | 34 | (34) | NS |
| **TOTAL GROUPE** | **24 476** | **16 269** | **8 207** | **50,4** |

*(1) ERDF, RTE, PEI, EDF International et EDF Investissement Groupe.*

*(2) Edison seule sans ses holdings.*

La hausse de l'endettement est principalement localisée sur EDF SA et ses filiales liées, sur EDF Energy et les autres filiales.

Sur EDF SA et ses filiales liées, l'accroissement de 14 % des investissements opérationnels (EPR, nouvelles capacités de production thermique, maintien du patrimoine…), l'augmentation significative du BFR (appels de marge liés à l'activité Trading), la dotation de trésorerie aux actifs dédiés et les opérations liées à l'acquisition de Constellation Energy Groupe contribuent à l'augmentation de l'endettement.

Sur EDF Energy, la forte augmentation de l'endettement s'explique principalement par la première phase de l'acquisition de British Energy (prise de participation de 26,5 % avant dilution) par une filiale à 100 % d'EDF Energy. Hors cet effet, la dette d'EDF Energy diminue grâce à un effet change favorable attribuable à l'appréciation de l'euro.

Sur EnBW, la dette est pratiquement stable grâce au free cash-flow dégagé et aux faibles investissements de croissance externe.

Sur Edison, la dette est impactée par la hausse des investissements opérationnels.

Sur EDF Énergies Nouvelles, la dette est fortement impactée par le développement des parcs éoliens et solaires photovoltaïques.

La hausse de la dette des autres filiales est principalement localisée sur Dalkia International et résulte essentiellement de leurs développements.

.

# 9.10 Gestion et contrôle des risques financiers et des risques marchés énergies

## 9.10.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (liquidité, taux d'intérêt, change, actions et contrepartie) définis dans le Cadre de Gestion Financière et la politique de gestion du risque contrepartie groupe, mis en place par EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, EnBW, Dalkia) ou qui ne bénéficient pas, de par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion (RTE EDF Transport, EDF Réseau Distribution France-ERDF). 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).

Le développement international du Groupe a conduit à la mise en place, début 2002, d'une structure dédiée – le Département Contrôle des Risques Financiers (« DCRF ») – en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre de Gestion Financière. Cette structure a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement ainsi qu'un contrôle opérationnel des activités de financement de la tête du Groupe. Le DCRF est, depuis 2008, rattaché à la Direction Contrôle des Risques Groupe.
Le DCRF produit ainsi des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risques, concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF.
Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles.

### 9.10.1.1 POSITION DE LIQUIDITÉ ET GESTION DU RISQUE DE LIQUIDITÉ

#### POSITION DE LIQUIDITÉ

Au 31 décembre 2008, les liquidités du Groupe s'élèvent à 12 594 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 21 388 millions d'euros. Le Groupe a par ailleurs accès à des ressources financières au travers de ses programmes d'émissions court terme et obligataires.

Sur la période 2009, les flux de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe s'élèveront à 12 337 millions d'euros, dont 1 998 millions d'euros d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2008, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

#### GESTION DU RISQUE DE LIQUIDITÉ

Dans le cadre de la gestion de sa position de liquidité, du financement de son programme d'investissements opérationnels et de croissance externe et du renforcement de sa dette à long terme, le Groupe a, notamment, procédé au cours de l'année 2008 à l'émission d'emprunts obligataires dont les caractéristiques sont présentées dans la section 5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre (« Autres opérations ou événements majeures »). Les emprunts obligataires ont été émis par EDF pour des montants respectifs de 5 300 millions d'euros, 1 350 millions de francs suisses, 900 millions de livres sterling et 40 000 millions de yen, par RTE EDF Transport pour un montant de 2 250 millions d'euros et par EnBW pour un montant de 1 500 millions d'euros.

La maturité moyenne de la dette du Groupe a ainsi été portée au 31 décembre 2008 à 5,3 ans contre 5,4 ans au 31 décembre 2007, celle d'EDF à 5,5 ans contre 4,6 ans fin 2007.

Au 31 décembre 2008, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 :

| | Dettes | Dettes | Instruments de couverture (1) | | Trading (1) | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | long terme | court terme | Swaps de taux | Swaps de change | | |
| À moins d'un an | 5 450 | 8 014 | 30 | 93 | 3 232 | 16 819 |
| Entre un et cinq ans | 14 074 | 201 | 93 | 197 | - | 14 565 |
| À plus de cinq ans | 20 311 | 81 | 92 | 33 | - | 20 517 |
| **TOTAL** | **39 835** | **8 296** | **215** | **323** | **3 232** | **50 191** |

*(1) Les données sur les instruments de couvertures incluent l'actif et le passif, les chiffres de trading correspondent au passif.*

Dans un contexte de tensions majeures de liquidité sur les marchés financiers, 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, quatre leviers spécifiques sont utilisés :

- le cash-pooling du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées, à l'exception de RTE EDF Transport. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Dans ce contexte, EDF Energy et EDF Trading disposent désormais de lignes de crédit avec EDF. Par ailleurs, la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement long terme des filiales d'EDF et l'investissement dans des actifs financiers de premier rang. EDF IG est consolidée dans les comptes du Groupe à hauteur de 85 % en intégration proportionnelle ;
- 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 U.S. pour les US CP et 1,5 milliard de dollars US pour les Euro CP. EnBW, RTE EDF Transport et EDF Energy disposent de programmes court terme dont les plafonds sont respectivement 2 milliards d'euros, 1 milliard d'euros et 1 milliard de livres sterling ;
- EDF accède également régulièrement au marché obligataire dans le cadre d'un programme EMTN (« Euro Medium Term Note Program ») mis à jour annuellement et faisant l'objet d'un enregistrement auprès des autorités de marché au Luxembourg, en France et au sein d'autres pays de l'Union européenne. Le plafond du programme est aujourd'hui de 16 milliards d'euros. Par ailleurs, EnBW, EDF Energy et Edison disposent de leurs propres programmes EMTN d'un plafond respectif de 5 milliards d'euros, 4 milliards de livres sterling et 2 milliards d'euros.
  RTE EDF Transport a renouvelé en avril 2008 son programme d'émission d'emprunt obligataire EMTN dont le plafond s'élève à 6 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les principaux emprunts du Groupe au 31 décembre 2008 :

| Type d'emprunt | Entité | Date d'émission | Échéance | Valeur nominale *(en millions)* | Devise | Taux % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Obligataire | EDF SA | 01/1999 | 01/2009 | 1 996 | EUR | 5,0 |
| Euro MTN | EDF SA | 07/2000 | 10/2010 | 1 000 | EUR | 5,8 |
| Euro MTN | EDF SA | 10/2001 | 10/2016 | 1 100 | EUR | 5,5 |
| Obligataire | EDF SA | 07/2001 | 07/2031 | 650 | GBP | 5,9 |
| Obligataire | EnBW | 02/2002 | 02/2012 | 1 000 | EUR | 5,9 |
| Euro MTN | EDF SA | 02/2003 | 02/2033 | 850 | EUR | 5,6 |
| Obligataire | TDE | 09/2005 | 09/2012 | 1 200 | EUR | Euribor 3M |
| Obligataire | RTE | 09/2006 | 09/2016 | 1 000 | EUR | 4,1 |
| Obligataire | Edison | 02/2007 | 12/2011 | 900 | EUR | Euribor 1M |
| Euro MTN | EDF SA | 02/2008 | 02/2018 | 1 500 | EUR | 5,0 |
| Euro MTN | EDF SA | 05/2008 | 05/2014 | 600 | EUR | 5,0 |
| Euro MTN | EDF SA | 05/2008 | 05/2020 | 1 200 | EUR | 5,4 |
| Obligataire | RTE | 06/2008 | 05/2015 | 1 250 | EUR | 4,9 |
| Euro MTN | EDF SA | 07/2008 | 07/2013 | 40 000 | JPY | JPY3M |
| Obligataire | RTE | 08/2008 | 08/2018 | 1 000 | EUR | 5,1 |
| Euro MTN | EDF SA | 11/2008 | 01/2013 | 2 000 | EUR | 5,6 |
| Obligataire | EnBW | 11/2008 | 11/2013 | 750 | EUR | 6,0 |
| Obligataire | EnBW | 11/2008 | 11/2018 | 750 | EUR | 6,9 |
| Euro MTN | EDF SA | 11/2008 | 12/2013 | 1 000 | CHF | 3,4 |
| Euro MTN | EDF SA | 12/2008 | 12/2013 | 350 | CHF | 3,4 |
| Euro MTN | EDF SA | 12/2008 | 12/2022 | 400 | GBP | 6,9 |

Les entités disposant de crédits syndiqués au 31 décembre 2008 sont EDF, EnBW, Edison et RTE EDF Transport :

- le crédit syndiqué d'EDF d'un montant de 6 milliards d'euros, échéance mars 2012, inclut une tranche « swingline » de 2 milliards d'euros tirable en valeur jour. Ce crédit syndiqué n'est pas subordonné au respect de ratios comptables ou d'un niveau de notation financière déterminé. Au 31 décembre 2008, il n'a pas fait l'objet de tirage ;
- le crédit syndiqué d'EnBW, échéance mai 2012, est composé de deux tranches : une tranche A de 1 milliard d'euros d'une durée d'un an avec option de renouvellement et faculté de tirage à l'initiative de l'émetteur à l'échéance et une tranche B composée de 58 millions d'euros valable jusqu'en octobre 2010 et de 1 442 millions d'euros valable jusqu'en mai 2012. Au 31 décembre 2008, il n'a pas fait l'objet de tirage ;
- le crédit syndiqué d'Edison d'un montant de 1,5 milliard d'euros, échéance avril 2013, a fait l'objet d'un tirage de 150 millions d'euros au 24 décembre 2008 pour une durée d'un mois ;
- le crédit syndiqué de RTE EDF Transport d'un montant de 1 milliard d'euros, échéance mai 2013, comporte une ligne « swingline » de 300 millions d'euros. Au 31 décembre 2008, il n'a pas fait l'objet de tirage.

De plus, EDF a contracté, le 2 octobre 2008, un crédit syndiqué de 11 milliards de livres sterling en vue de financer le rachat de British Energy. Le crédit syndiqué est structuré en deux tranches :

- une tranche de 5,5 milliards de livres sterling sur 364 jours, avec une option de prorogation d'un an ;
- une tranche de 5,5 milliards de livres sterling sur trois ans.

Au 31 décembre 2008, ce crédit syndiqué n'a pas fait l'objet de tirage.

EDF a l'intention de refinancer ce crédit syndiqué sur les marchés de capitaux, notamment par le biais d'emprunts obligataires. Ainsi, les emprunts obligataires émis en novembre et décembre 2008 concourent, pour partie, au remboursement de ce crédit syndiqué. De nouvelles émissions ont été également réalisées en janvier 2009 :

- deux émissions obligataires, contractées le 21 janvier 2009, respectivement de maturité 6 ans pour un montant de 2 milliards d'euros (coupon 5,125 %) et de maturité 12 ans pour un montant de 2 milliards d'euros (coupon 6,25 %) ;
- une émission obligataire de 5 milliards de dollars US, contractée le 23 janvier 2009, qui comporte trois tranches : une tranche de 5 ans d'un montant de 1,25 milliard de dollars (coupon 5,5 %), une tranche de 10 ans d'un montant de 2 milliards de dollars (coupon 6,5 %) et une tranche de 30 ans d'un montant de 1,75 milliard de dollars (coupon 6,95 %).

### 9.10.1.2 NOTATION FINANCIÈRE

Les notes à long et court terme attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notations financières Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2008 :

| Sociétés | Agences | Notation long terme | Notation court terme |
|---|---|---|---|
| EDF | Standard & Poor's | AA- assortie d'une perspective stable | A-1+ |
| | Moody's | Aa1 assortie d'une perspective stable | P-1 |
| | Fitch Ratings | AA- assortie d'une perspective stable | F1+ |
| RTE EDF Transport | Standard & Poor's | AA- assortie d'une perspective stable | A-1+ |
| EDF Trading | Moody's | A3 assortie d'une perspective stable | N/A |
| EDF Energy | Standard & Poor's | A assortie d'une perspective négative | A-1 |
| | Moody's | A3 assortie d'une perspective négative | P-2 |
| | Fitch Ratings | A- assortie d'une perspective stable | F2 |
| Edison SpA | Standard & Poor's | BBB+ assortie d'une perspective stable | A-2 |
| | Moody's | Baa2 assortie d'une perspective stable | N/A |
| | Fitch Ratings | BBB+ assortie d'une perspective stable | F2 |
| EnBW | Standard & Poor's | A- assortie d'une perspective stable | A-2 |
| | Moody's | A2 assortie d'une perspective stable | P-1 |

Début 2009, et suite à l'annonce de l'acquisition effective de British Energy, les agences de notation ont révisé à la baisse les notations à long et court terme d'EDF comme suit :

| Agences | Notation long terme | Notation court terme | Date |
|---|---|---|---|
| Standard & Poor's | A+ assortie d'une perspective négative | A-1 | 12 janvier 2009 |
| Moody's | Aa3 assortie d'une perspective stable | P-1 | 14 janvier 2009 |
| Fitch Ratings | A+ assortie d'une perspective stable | F1 | 7 janvier 2009 |

### 9.10.1.3 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 devise :
  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.
  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 en devise :
  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 combustibles principalement libellés en dollars US et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, Edison, EnBW, EDF Énergies Nouvelles) mettent en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe au 31 décembre 2008 par devise et après couverture au regard des normes IFRS se décompose de la façon suivante : 66 % en euros, 23 % en livres sterling, 4 % en dollars US et le solde, s'élevant à 7 %, inclut le franc suisse, le forint hongrois, le zloty polonais, le real brésilien et le yen japonais.

**Structure de la dette brute au 31 décembre 2008, en devise avant et après couverture**

| 31 décembre 2008<br>*(en millions d'euros)* | Structure initiale de la dette | Incidence des instruments de couverture [1] | Structure de la dette après couverture | % de dette |
|---|---|---|---|---|
| EUR | 28 326 | (3 499) | 24 827 | 66 |
| USD | 2 273 | (692) | 1 581 | 4 |
| GBP | 4 152 | 4 225 | 8 377 | 23 |
| Autres devises | 2 700 | (34) | 2 666 | 7 |
| **TOTAL DES EMPRUNTS** | **37 451** | **-** | **37 451** | **100** |

*(1) Couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar/GBP qualifiés de couverture économique.*

Le tableau ci-dessous présente l'impact d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2008. La sensibilité au risque de change reste globalement stable par rapport à 2007.

**Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change**

| 31 décembre 2008<br>*(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 | Dont impact sur les capitaux propres |
|---|---|---|---|---|
| EUR | 24 827 | - | 24 827 | - |
| USD | 1 581 | 158 | 1 739 | - |
| GBP | 8 377 | 838 | 9 215 | 97 |
| Autres devises | 2 666 | 267 | 2 933 | 181 |
| **TOTAL** | **37 451** | **1 263** | **38 714** | **278** |

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2008.

**Position des actifs nets**

| 31 décembre 2008<br>*(en millions de devises)* | Actif | Emprunts obligataires | Dérivés | Position nette après gestion (Actif) |
|---|---|---|---|---|
| USD | 733 | - | 230 | 503 |
| CHF (Suisse) | 1 357 | 1 300 | - | 57 |
| HUF (Hongrie) | 83 090 | - | 57 786 | 25 304 |
| PLN (Pologne) | 1 666 | - | 1 313 | 353 |
| GBP (Grande-Bretagne) | 3 715 | 1 550 | 1 295 | 870 |
| BRL (Brésil) | 518 | - | - | 518 |
| SKK (Slovaquie) | 8 191 | - | - | 8 191 |
| CNY (Chine) | 627 | - | - | 627 |

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets 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 justes valeurs des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-dessous présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur la position nette globale liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2008. 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 situations nettes sont converties aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

À fin décembre 2008, les situations nettes en USD et GBP sont en hausse par rapport à fin 2007 en raison du développement d'EDF dans le nucléaire aux États-Unis et en Grande-Bretagne.

**Sensibilité des actifs nets au risque de change**

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 Position nette après gestion en devise | 31.12.2008 Position nette après gestion convertie en euros | 31.12.2008 Impact d'une variation de 10 % du cours de change | 31.12.2007 Position nette après gestion en devise | 31.12.2007 Position nette après gestion convertie en euros | 31.12.2007 Impact d'une variation de 10 % du cours de change |
|---|---|---|---|---|---|---|
| USD | 503 | 361 | 36 | 405 | 275 | 28 |
| CHF (Suisse) | 57 | 38 | 4 | 275 | 166 | 17 |
| HUF (Hongrie) | 25 304 | 95 | 10 | 17 075 | 67 | 7 |
| PLN (Pologne) | 353 | 85 | 9 | 368 | 102 | 10 |
| GBP (Grande-Bretagne) | 870 | 913 | 91 | 711 | 970 | 97 |
| BRL (Brésil) | 518 | 160 | 16 | 609 | 235 | 23 |
| SKK (Slovaquie) | 8 191 | 272 | 27 | 7 948 | 237 | 24 |
| CNY (Chine) | 627 | 66 | 7 | 676 | 64 | 6 |

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titre AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 9.10.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises est non significatif pour le Groupe au 31 décembre 2008.

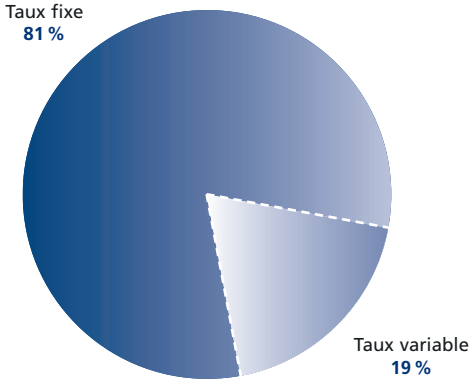
### 9.10.1.4 GESTION DU RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

L'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement, principalement Edison et EnBW), dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières.

Dans ce cadre, EDF adapte de façon dynamique, la répartition entre taux fixe et taux variable en fonction des anticipations de taux d'intérêt du marché. Dans le cadre de cette répartition, elle peut être amenée à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2008, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 81 % à taux fixe et 19 % à taux variable.




Une augmentation uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières, à fin 2008, d'environ 70 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable après couverture au regard des normes IFRS.

Le coupon moyen de la dette du Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 4,7 % en 2008.
Le tableau ci-dessous présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2008. L'impact de variation des taux d'intérêts reste stable par rapport à 2007.

**Structure de la dette du Groupe et sensibilité au risque de taux**

| 31 décembre 2008<br>*(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 | 29 680 | 739 | 30 419 | - |
| À taux variable | 7 771 | (739) | 7 032 | 70 |
| **TOTAL DES EMPRUNTS** | **37 451** | **-** | **37 451** | **70** |

L'évolution des taux sur la dette à taux fixe n'a pas d'impact comptable.

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 en résultat. Les TCN et obligations à taux fixes sont essentiellement investis dans le cadre des actifs dédiés ; un calcul de sensibilité est détaillé dans le paragraphe 9.10.1.6.

**Sensibilité au risque de taux des titres à taux variable**

| 31 décembre 2008<br>*(en millions)* | Valeur en euro | Impact d'une variation de 1 % des taux d'intérêt | Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt |
|---|---|---|---|
| **TITRES À TAUX VARIABLE** | **1 472** | **147** | **1 325** |

### 9.10.1.5 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 9.10.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

- **couverture des engagements sociaux d'EDF et d'EDF Energy**
  - les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution très négative des actions pourrait contraindre EDF à passer des amortissements pour des pertes actuarielles.
    Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 24 % en actions fin 2008, pour une allocation cible de 30,7 %,
  - au 31 décembre 2008, les deux fonds de pension mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 47 % en actions, ce qui représente un montant actions de 1 021 millions de livres sterling ;

- **fonds réservés d'EnBW**
  EnBW est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds réservés destinés à couvrir ses engagements nucléaires et engagements sociaux ;

- **gestion de trésorerie long terme d'EDF**
  Au 31 décembre 2008, les placements corrélés actions de la gestion de trésorerie long terme d'EDF représentent un montant de 450 millions d'euros (soit 3,6 % du total des liquidités) et leur volatilité est estimée à 10,46 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans ou sur le plus long historique disponible). En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions de la gestion de trésorerie long terme à la même date, EDF estime la volatilité annuelle de cette part action à 47 millions d'euros ;

- **titres de participation directe**
  Au 31 décembre 2008, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 406 millions d'euros. La volatilité est estimée à 70,9 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

  Au 31 décembre 2008, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 300 millions d'euros. La volatilité est estimée à 63,9 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

### 9.10.1.6 GESTION DU RISQUE FINANCIER SUR LE PORTEFEUILLE D'ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Les actifs dédiés ont été constitués par EDF progressivement depuis 1999 en vue de couvrir les dépenses futures de démantèlement des centrales nucléaires actuellement en activité et au titre du stockage, sur longue période, des déchets de moyenne et haute activité. Ils sont gérés dans une perspective de long terme et sont investis en actions et obligations selon des règles définies en 1999, puis révisées fin 2002 et fin 2005 dans le cadre de principes de gouvernance des actifs dédiés.

La gestion du portefeuille dédié – dont les principes ont été définis par la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs – 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 lors de la mise à jour de son règlement intérieur le 25 janvier 2007 et anticipant ainsi les dispositions de l'article 9 du décret du 23 février 2007.

Un **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, l'asset management.

Le **rythme de constitution** des Actifs Dédiés a été fixé en septembre 2005 par le conseil d'administration d'EDF et validé en avril 2006 par l'autorité de tutelle. Il vise à permettre d'atteindre le niveau de l'assiette des provisions à couvrir réglementairement fin juin 2011.

Les **dotations de trésorerie** réalisées au titre de l'exercice 2008 s'élèvent à 1,785 milliard d'euros (voir note 25.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008). Compte tenu des conditions de marché, les dotations au portefeuille d'actifs dédiés ont été suspendues depuis septembre 2008. Elles seront reprises dès que les conditions de marché se seront stabilisées. Ces dotations seront alors ajustées pour

respecter la contrainte réglementaire de couverture du passif par le portefeuille à échéance de juin 2011.

Les **retraits** pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées se sont élevés en 2008 à 266 millions d'euros, contre 249 millions d'euros en 2007.
Les principes de gouvernance définissent la structure et le processus de décision et de contrôle pour la gestion des actifs dédiés. Les principes en vigueur pour la structuration du portefeuille d'actifs, la sélection des gestionnaires financiers, la structuration juridique, comptable et fiscale des fonds y sont également précisés.

L'**allocation stratégique** est déterminée à partir d'une étude actif-passif dont l'objectif est de définir le portefeuille modèle le plus adapté à la problématique de financement des charges du parc nucléaire. Un indice de référence est également fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille global. L'allocation stratégique est revue régulièrement en principe tous les trois ans sauf circonstances particulières. Elle est actuellement la suivante : 50 % des actifs en actions internationales et 50 % des actifs en obligations. L'allocation tactique peut toutefois conduire à une exposition différente. Cette flexibilité a été utilisée pour absorber le choc de la crise financière. La part actions a ainsi été réduite à 33,5 % fin 2008.

Le portefeuille comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux » qui sont eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. Un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à préparer et alimenter les décaissements issus des reprises de provisions relatives aux centrales en cours de déconstruction.

La **gestion tactique** des actifs est assurée autour de quatre axes principaux :
- le pilotage de l'exposition entre les deux classes « actions » et « obligations » ;
- le choix de l'exposition par zone géographique ;
- l'investissement marginal sur différents supports alternatifs à ceux retenus dans le cadre de l'allocation stratégique ;
- 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.),
  - des supports d'investissement (respect d'un ratio d'emprise).

La politique de répartition élaborée par le Comité de gestion opérationnelle [1] repose sur l'analyse des perspectives macroéconomiques de chacun des marchés, chacune des zones géographiques ainsi que sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés.

## COMPOSITION ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Fin décembre 2008, la juste valeur de ce portefeuille s'élève à 8 655 millions d'euros contre 8 604 millions d'euros à fin décembre 2007.

**Composition selon la classification de l'article 4 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007**

| Catégories | 31.12.2008 | | 31.12.2007 | |
|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Valeur comptable dans les comptes sociaux d'EDF | Valeur de réalisation dans les comptes consolidés du groupe EDF | Valeur comptable dans les comptes sociaux d'EDF | Valeur de réalisation dans les comptes consolidés du groupe EDF |
| 1° Obligations, créances et autres valeurs émises ou garanties par l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE… | 3 018 | 3 261 | 2 666 | 2 794 |
| 2° Obligations, BMTN… émis par le secteur privé | 1 011 | 1 025 | 769 | 760 |
| 3° Actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège social sur le territoire de l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE et négociés sur un marché reconnu… | 75 | 75 | 233 | 470 |
| 4° Parts ou actions d'OPCVM investissant dans les actifs mentionnés du 1° au 3°… | 4 044 | 4 072 | 4 034 | 4 264 |
| 5° Parts ou actions d'OPCVM investissant notamment dans des actifs autres que ceux mentionnés aux 1° à 3°… | 160 | 222 | 208 | 314 |
| 6° Droits réels immobiliers – parts ou actions de sociétés immobilières non cotées | Néant | Néant | Néant | Néant |
| 7° Dépôt chez BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES | 0,039 | 0,039 | 0,057 | 0,057 |
| Débiteurs et créditeurs divers (dividendes en cours d'encaissement, frais de gestion, etc.) | 0 | 0 | 2 | 2 |
| **TOTAL ACTIFS DÉDIÉS** | **8 308** | **8 655** | **7 912** | **8 604** |

1 Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

COMPOSITION ANALYTIQUE PAR SOUS-PORTEFEUILLE ET PERFORMANCE EN 2008

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2008 et 31 décembre 2007 est la suivante :

| *(en %)* | Placements en actions | Placements obligataires | Placements monétaires et équivalents |
|---|---|---|---|
| **Au 31 décembre 2008** | **33,5** | **66,5** | **0,0** |
| Au 31 décembre 2007 | 48,5 | 51,4 | 0,1 |

Au 31 décembre 2008, la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés s'élève à 8 655 millions d'euros contre 8 604 millions d'euros au 31 décembre 2007.

| | 31.12.2008 | 31.12.2008 | Performance de l'exercice 2008 | | Performance de l'exercice 2007 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Valeur comptable dans les comptes sociaux d'EDF *(en millions d'euros)* | Valeur de réalisation dans les comptes consolidés du groupe EDF *(en millions d'euros)* | Portefeuille | Indice de référence (1) | Portefeuille | Indice de référence |
| S/portefeuille Actions | 2 879 | 2 896 | - 38,9 % | - 37,6 % | + 3,2 % | - 1,7 % |
| S/portefeuille Taux | 5 429 | 5 759 | + 5,9 % | + 9,4 % | + 2,2 % | + 1,8 % |
| S/portefeuille Trésorerie | | | + 4,2 % | + 4,0 % | + 3,8 % | + 4,0 % |
| **TOTAL PORTEFEUILLE DÉDIÉ** | **8 308** | **8 655** | **- 14,9 %** | **- 16,7 %** | **+ 3,0 %** | **+ 0,2 %** |

*(1) Indice de référence : MSCI World pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille actions, 50 % MSCI World + 50 % Citigroup EGBI pour le portefeuille global.*

Le portefeuille d'actifs dédiés a souffert, au cours de l'année 2008, des effets de la crise financière et, notamment, de l'effondrement des marchés d'actions internationaux, ce qui s'est traduit par la constatation d'une variation brute enregistrée dans le poste des capitaux propres consolidés de 1 786 million d'euros, soit 1 171 million d'euros après impôts. Néanmoins, le portefeuille global et ses composantes ont légèrement mieux contenu la baisse que son indice de référence.

La composition du portefeuille réparti entre les Fonds réservés et les autres instruments financiers est également mentionnée à la note 25.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille « actions » à fin décembre 2008 du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élève à 2 896 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, l'indice MSCI World. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2008 à 31,8 % sur la base de 52 performances hebdomadaires. Elle était de 13,27 % à fin 2007. 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 921 millions d'euros.

À fin décembre 2008, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (5 759 millions d'euros) s'établissait à 4,29, 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 247 millions. Cette sensibilité était de 4,41 à fin 2007.

### 9.10.1.7 GESTION DU RISQUE DE CONTREPARTIE

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 groupe appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information. La politique prévoit, notamment, la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions sur les activités de marchés financiers et énergies et l'élaboration d'une consolidation globale sur l'ensemble des activités deux fois par an, à fin juin et à fin décembre. En raison de la crise financière, une consolidation globale supplémentaire a été réalisée en septembre 2008 et le suivi étroit des contreparties du Groupe a été renforcé (point quotidien sur les alertes, prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties). La faillite de Lehman Brothers a eu un impact marginal sur les positions d'EDF.
La consolidation du risque de contrepartie du groupe EDF à la fin du mois de septembre 2008 montre que les principales contreparties pour les activités du Groupe restent très majoritairement de classe « investment grade ». Cette exposition s'élève à 86 % de l'exposition totale. Elle reste stable par rapport à celle issue de la consolidation du mois de décembre 2007.

## 9.10.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

### 9.10.2.1 CADRE DE LA GESTION ET DU 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 impacter significativement ses états financiers.
En conséquence, une politique de risques « marchés énergies » (portant à la fois sur l'électricité, le gaz, le charbon, les produits pétroliers et les permis d'émission de $CO_2$) 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 dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF Trading ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Concernant Edison et EnBW, sociétés non contrôlées opérationnellement, la politique de risques relatives aux marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

### 9.10.2.2 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, formalisée par des mandats de gestion de risques fixant notamment des limites de risques. Ces mandats permettent au TOP 4 de fixer 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 3 ans) ; et
- un processus de contrôle, spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, reposant sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques, impliquant la direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques « marchés énergies » des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée mensuellement au Comex. Les processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités.

### 9.10.2.3 PRINCIPES OPÉRATIONNELS DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une clarification 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 leurs états financiers. 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, etc.
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. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, conforme aux pratiques en vigueur dans les 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 l'entité 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. EDF Trading évalue cette VaR par une méthode dite de Monte Carlo qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marchés observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite *stop-loss*, quant à elle, précise l'appétence au risque de l'activité de trading en fixant le niveau maximal de pertes sur trois mois roulants. En cas de dépassement de cette limite, le conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures circonstanciées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2008, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 32 millions d'euros sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et d'autre part avec une limite *stop-loss* de 45 millions d'euros. Sur cette même année, la VaR a évolué entre 6,5 millions d'euros et 30,5 millions d'euros avec une moyenne de 14,8 millions d'euros.

Le tableau ci dessous présente les valeurs sur les exercices 2007 et 2008 :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Limite VaR (97,5 % un jour) | 32 | 26 |
| Limite *stop-loss* | 45 | 35 |
| VaR minimum | 6,5 | 4,9 |
| VaR moyenne | 14,8 | 11,1 |
| VaR maximum | 30,5 | 27,6 |

Malgré la très forte volatilité sur les marchés, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées en 2008 et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Les *stop-loss* depuis leur instauration, n'ont par ailleurs jamais été activés.

L'exposition au risque d'EnBW [1] s'appuie sur des analyses de sensibilité aux évolutions de prix de marché par commodité. Le tableau ci-dessous précise les sensibilités du compte de résultat et des capitaux propres en ce qui concerne les instruments dérivés enregistrés au bilan au 31 décembre 2008 :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | | 2007 | |
|---|---|---|---|---|
| **Électricité** | | | | |
| Variation de prix | + 25% | - 25 % | + 15% | - 15 % |
| Impact sur le résultat | - 73,3 | 73,3 | - 65,8 | 65,8 |
| Impact sur les capitaux propres | - 10,8 | 10,8 | - 131,4 | 131,4 |
| **Charbon** | | | | |
| Variation de prix | + 45% | - 45 % | + 15% | - 15 % |
| Impact sur le résultat | 36,8 | - 36,8 | 7,9 | - 7,9 |
| Impact sur les capitaux propres | 252,9 | - 252,9 | 62,3 | - 62,3 |
| **Pétrole** | | | | |
| Variation de prix | + 40% | - 40 % | + 20% | - 20 % |
| Impact sur le résultat | 16,6 | - 16,6 | - 2,6 | + 2,6 |
| **Gaz naturel** | | | | |
| Variation de prix | + 30% | - 30 % | + 25% | - 25 % |
| Impact sur le résultat | 6 | - 6 | 6 | - 6 |
| **Certificats d'émission** | | | | |
| Variation de prix | + 40 % | - 40 % | + 50 % | - 50 % |
| Impact sur le résultat | 37,3 | - 37,3 | 52 | - 52 |

1 Source : Rapport annuel EnBW.

Concernant Edison [1], le modèle de gouvernance organisationnel prévoit la séparation entre les activités de contrôle et de gestion du risque et les activités opérationnelles sur les marchés. D'un point de vue opérationnel, Edison calcule son exposition nette [2] sur la globalité de son portefeuille de contrats (portefeuille industriel).
Le niveau de capital économique [3] associé à cette exposition nette est déterminé à partir du *Profit at Risk* (PaR).
Ainsi Edison mesure le risque de diminution maximum potentielle de la juste valeur des contrats financiers couvrant les risques de son portefeuille industriel, avec un PaR, calculé avec un intervalle de confiance fixé à 97,5 %, conduisant à un risque évalué à 197,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 au titre de l'année 2009, contre 50,9 millions d'euros au 31 décembre 2007, au titre de l'année 2008. L'évolution de ce risque est liée d'une part à l'augmentation des couvertures financières destinées à couvrir l'accroissement des ventes à prix fixes, et d'autre part, à une volatilité plus élevée sur les marchés en 2008.
Pour l'activité de trading, qui s'appuie sur un portefeuille distinct du portefeuille industriel, Edison a défini pour 2008 une limite de VaR à 95 % de 2,1 millions d'euros, ainsi qu'une limite *stop-loss* de 32,8 millions d'euros. Au 31 décembre 2008, le niveau de VaR était égal à 29 % de la limite pour une moyenne de 49 % sur l'année. À l'instar de son portefeuille industriel, Edison a alloué un capital économique pour le portefeuille de trading. La limite de ce capital économique tient compte du capital lié aux VaR du portefeuille et du capital de risques estimé à travers des stress-tests relatifs aux positions structurées et aux positions qui ne sont pas liquides. En 2008, la limite de capital économique de l'activité de trading a été fixée à 32,8 millions d'euros et le niveau d'utilisation de cette limite s'est élevé à 30 % au 31 décembre 2008 avec une moyenne de 53 % sur l'année en cours.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir note 36.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 37.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

## 9.11 Provisions

Le tableau ci-dessous synthétise la situation des provisions (courantes et non courantes) pour risques et charges au 31 décembre 2008 et au 31 décembre 2007 :

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Provisions pour gestion du combustible usé | 8 806 | 11 011 |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 6 732 | 6 444 |
| **Provisions pour aval du cycle nucléaire** | **15 538** | **17 455** |
| Provisions pour déconstruction des centrales | 12 445 | 11 933 |
| Provisions pour derniers cœurs | 1 697 | 1 721 |
| **Provisions pour déconstruction et derniers cœurs** | **14 142** | **13 654** |
| Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi | 12 703 | 12 675 |
| Provisions pour autres avantages à long terme du personnel | 1 016 | 1 088 |
| **Provisions pour avantages du personnel** | **13 719** | **13 763** |
| **Autres provisions** | **4 738** | **3 862** |
| **TOTAL DES PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES** | **48 137** | **48 734** |

Les éléments constitutifs des provisions et leurs variations sont détaillés dans la note 32 des comptes consolidés au 31 décembre 2008.

1 Source : Rapport annuel Edison.

2 L'exposition nette est l'exposition résiduelle après avoir utilisé les possibilités de couvertures naturelles fournies par l'intégration verticale et horizontale des différentes filières.

3 Le capital économique désigne le capital alloué pour faire face aux risques marchés.

# 9.12 Engagements hors bilan (engagements donnés)

## 9.12.1 Engagements donnés liés à l'exploitation, au financement et aux investissements

Les engagements donnés **liés à l'exploitation, au financement et aux investissements** par le Groupe au 31 décembre 2008 sont détaillés ci-dessous :

| | 2008 | | | |
|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Total | Échéances à moins d'un an | Échéances de un à cinq ans | Échéances à plus de cinq ans |
| **Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation** | **21 764** | **10 978** | **9 890** | **896** |
| Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission | 1 451 | 541 | 828 | 82 |
| Engagements sur commandes d'exploitation (1) | 4 172 | 2 269 | 1 421 | 482 |
| Engagements sur commandes d'immobilisations | 11 339 | 5 655 | 5 513 | 171 |
| Autres engagements liés à l'exploitation | 4 802 | 2 513 | 2 128 | 161 |
| **Engagements d'achats fermes et irrévocables** | **53 481** | **8 627** | **19 559** | **25 295** |
| **Engagements de location simple en tant que preneur** | **2 593** | **611** | **1 442** | **540** |
| **Engagements donnés liés au financement** | **3 159** | **848** | **1 196** | **1 115** |
| Sûretés réelles d'actifs | 2 166 | 148 | 1 162 | 856 |
| Garanties sur emprunts | 429 | 166 | 30 | 233 |
| Autres engagements liés au financement | 564 | 534 | 4 | 26 |
| **Engagements liés aux investissements** | **19 121** | **16 413** | **2 576** | **132** |
| Engagements d'acquisition de titres | 18 783 | 16 195 | 2 472 | 116 |
| Autres engagements donnés liés aux investissements | 338 | 218 | 104 | 16 |

*(1) Hors matières premières et énergie.*

Les **engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation** s'établissent à 21 764 millions d'euros. Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats. Par ailleurs, le Groupe a donné ou reçu des engagements solidaires avec des tiers.
Les engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation sont présentés dans la note 11.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008 du Groupe.

Les **engagements d'achats fermes et irrévocables** (électricité, gaz naturel, autres énergies et matières premières, combustibles nucléaires) s'élèvent à 53 481 millions d'euros fin 2008. Le Groupe a souscrit dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz naturel, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustibles nucléaires, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats.

EDF 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. Pour plus de précisions sur ces engagements, voir la note 11.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008 du Groupe.

Les **engagements de location simple en tant que preneur** s'élèvent à 2 593 millions d'euros (voir la note 11.4 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008 du Groupe).

Les **engagements donnés liés au financement** qui s'établissent à 3 159 millions d'euros comprennent les sûretés réelles d'actifs, les garanties sur emprunts et les autres engagements liés au financement.
Les engagements donnés liés au financement sont présentés en note 34.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008 du Groupe.

Les **engagements donnés liés aux investissements** comprennent les engagements d'acquisition de titres et les autres engagements donnés liés aux investissements à hauteur de 19 121 millions d'euros. Les engagements liés aux investissements sont présentés dans la note 25.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008 du Groupe.

## 9.12.2 Obligations contractuelles

Le tableau ci-dessous présente les obligations contractuelles du Groupe au 31 décembre 2008 :

| | 2008 | | | |
|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Total | Échéances à moins d'un an | Échéances de un à cinq ans | Échéances à plus de cinq ans |
| Dettes à long terme [1] | 37 451 | 12 035 | 10 407 | 15 009 |
| Engagements de location-financement en tant que preneur [2] | 229 | 14 | 144 | 71 |
| **Sous-total obligations contractuelles inscrites au bilan** | **37 680** | **12 049** | **10 551** | **15 080** |
| Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission | 1 451 | 541 | 828 | 82 |
| Engagements sur commandes d'exploitation | 4 172 | 2 269 | 1 421 | 482 |
| Engagements sur commandes d'immobilisations | 11 339 | 5 655 | 5 513 | 171 |
| Autres engagements liés à l'exploitation | 4 802 | 2 513 | 2 128 | 161 |
| **Obligations contractuelles liées à l'exécution de contrat d'exploitation [3]** | **21 764** | **10 978** | **9 890** | **896** |
| **Engagements d'achats fermes et irrévocables** | **53 481** | **8 627** | **19 559** | **25 295** |
| **Engagements de location simple en tant que preneur [4]** | **2 593** | **611** | **1 442** | **540** |
| Sûretés réelles d'actifs | 2 166 | 148 | 1 162 | 856 |
| Garanties sur emprunts | 429 | 166 | 30 | 233 |
| Autres engagements liés au financement | 564 | 534 | 4 | 26 |
| **Obligations contractuelles liées au financement [5]** | **3 159** | **848** | **1 196** | **1 115** |
| Engagements d'acquisition de titres | 18 783 | 16 195 | 2 472 | 116 |
| Autres engagements liés aux investissements | 338 | 218 | 104 | 16 |
| **Obligations contractuelles liées aux investissements [6]** | **19 121** | **16 413** | **2 576** | **132** |
| **Sous-total obligations contractuelles hors bilan** | **100 118** | **37 477** | **34 663** | **27 978** |
| **TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES** | **137 798** | **49 526** | **45 214** | **43 058** |

*(1) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2008, note 34.2.2.*
*(2) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2008, note 23.3.*
*(3) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2008, note 11.3.1*
*(4) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2008, note 11.4.*
*(5) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2008, note 34.5.*
*(6) Voir comptes consolidés au 31 décembre 2008, note 25.5.*

À la connaissance de la Société, il n'existe pas à la date d'arrêté des comptes, au 31 décembre 2008, d'engagements hors-bilan significatifs autres que ceux décrits ci-dessus.

# 9.13 Événements postérieurs à la clôture

## Atel

Conformément à l'accord intervenu le 18 décembre, EDF a décidé le 15 janvier 2009 d'apporter à la nouvelle société ALPIQ Holding SA ses droits de tirage sur la production du barrage d'Emosson pour une valeur de 720 millions de francs suisses (soit 485 millions d'euros) et 337 millions de francs suisses en numéraire (soit 227 millions d'euros) par voie d'augmentation de capital (voir note 25.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008).

## British Energy

Les événements post-clôture sont mentionnés dans le paragraphe dédié à cette acquisition (9.2.2.1.1 « Développement du nucléaire dans le monde »).

En date de règlement-livraison au 19 janvier 2009, l'offre publique d'achat s'est traduite sur la base des acceptations reçues le 5 janvier 2009 par :

- le règlement en cash de : 9 586 millions de livres sterling ;
- l'émission de 389 982 701 CVR-linked Nuclear Power Note à échéance 2019. Ces certificats dont la juste valeur a été appréciée par le Groupe sur la base des termes de l'offre (74 pence par CVR) seront cotés dès 2009.

## Lancements d'emprunts obligataires

EDF a procédé le 23 janvier 2009 à l'émission de deux emprunts obligataires en euros. La première est d'une maturité de 6 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 5,125 %, la seconde est d'une maturité de 12 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 6,25 %.

Le 26 janvier 2009, EDF a réalisé une émission obligataire sur le marché américain d'un montant de 5 milliards de dollars sous la forme d'un placement privé réservé auprès d'investisseurs institutionnels (émission dans le cadre de la règle 144A de l'US Securities and Exchange Commission) qui comporte trois tranches :

- une tranche 5 ans d'un montant de 1,25 milliard de dollars, coupon 5,50 % ;
- une tranche 10 ans d'un montant de 2 milliards de dollars, coupon 6,50 % ;
- une tranche 30 ans d'un montant de 1,75 milliard de dollars, coupon 6,95 %.

Ces opérations participent au financement de la stratégie du Groupe et concourent au remboursement anticipé du crédit bancaire d'acquisition de British Energy tiré en janvier 2009.

## Construction d'un second EPR

L'État français a confirmé le 30 janvier 2009 la construction d'un second EPR, conduit par EDF, sur le site de Penly, en Seine-Maritime.

EDF saisira du projet ses instances de gouvernance.

EDF associera, en outre, à la réalisation de ce second EPR français des industriels, notamment GDF-Suez, dans le cadre de partenariats comme dans le passé Électrabel dans les centrales de Chooz et de Tricastin, et plus récemment Enel dans le futur réacteur nucléaire EPR à Flamanville.

# 10 Trésorerie et capitaux

Concernant les informations relatives aux capitaux et flux de trésorerie, voir section 9.9 (« Flux de trésorerie et endettement financier ») du présent Document de Référence. En ce qui concerne les informations relatives à la structure de financement de l'émetteur, voir section 9.10.1.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité ») du présent Document de Référence.

# 11 Recherche et développement, brevets et licences


11.1 Chiffres clés 192

11.2 R & D, un actif pour le Groupe 192

11.3 Politique de propriété intellectuelle 194


La Direction Recherche et Développement (R&D) du groupe EDF a pour missions principales de contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles et d'identifier et préparer les relais de croissance à moyen et long termes.

Le contexte mondial et européen de l'énergie atteste du bien-fondé de l'engagement renouvelé du groupe EDF sur le terrain de l'innovation et de la recherche :

- épuisement progressif des ressources fossiles (pétrole, gaz, etc.), problématique de réduction des émissions de $CO_2$ et du réchauffement climatique, questions environnementales et questions relatives aux usages de l'eau ;
- développement mondial de la recherche sur les combustibles de substitution et sur de nouveaux moyens durables de production d'électricité, mais aussi sur l'efficacité énergétique et la gestion de la demande ;
- développement des nouvelles technologies de l'informatique et de la communication dans les systèmes techniques ;
- changements induits par l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie.

## 11.1 Chiffres clés

En 2008, le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 421 millions d'euros, dont près de 100 millions d'euros ont été consacrés à la protection de l'environnement : efficacité énergétique des usages de l'énergie, recherche sur les énergies renouvelables, impact local du changement climatique, autres études bénéficiant à la problématique environnementale (biodiversité, qualité de l'eau, réduction des nuisances, etc.).

La Direction Recherche et Développement d'EDF compte à fin 2008 environ 2 000 collaborateurs.

## 11.2 R & D, un actif pour le groupe

### Contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles

Environ trois quarts des activités R&D d'EDF sont consacrés annuellement à des projets commandités par les directions opérationnelles et les filiales du Groupe et répondent donc directement à certains de leurs enjeux.

Ainsi, dans le domaine de la production nucléaire, hydraulique et thermique à flamme, il s'agit pour EDF R&D, d'une part, de développer les outils et méthodes pour améliorer les performances d'exploitation et optimiser la durée d'exploitation des moyens de production en toute sûreté, et d'autre part, d'anticiper les nouvelles exigences environnementales.

Le programme de recherche concernant les énergies renouvelables a pour objectifs d'identifier les ruptures technologiques pouvant modifier les rapports de compétitivité entre les énergies et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses au bénéfice du Groupe, comme les énergies solaires et marines.

Pour les activités de transport et de distribution, EDF R&D agit en support pour intégrer les nouvelles technologies au service de la performance des métiers et développer les solutions techniques visant à accroître la durée d'exploitation des matériels et maximiser la capacité de transit des ouvrages.

EDF R&D intervient par ailleurs en appui de la Direction Commerce pour développer les outils et méthodes supports à la relation commerciale, développer les solutions en matière de maîtrise de la demande d'énergie et d'efficacité énergétique des usages pour tous les clients (résidentiels, tertiaires, industries) ainsi que les offres dans l'habitat résidentiel : intégration des énergies renouvelables, solutions « confort », etc.

Enfin, des projets de R&D au service de l'optimisation amont-aval visent à élaborer les outils et modèles de valorisation des actifs de production du Groupe, à mieux connaître le fonctionnement et anticiper l'évolution des marchés (électricité, gaz, permis d'émissions, etc.).

### Éclairer l'avenir et préparer les relais de croissance

S'inscrivant dans la montée progressive des problématiques énergétiques mondiales – finitude des ressources fossiles et impact du changement climatique sur les activités industrielles –, l'engagement d'EDF R&D dans la préparation de l'avenir et des relais de croissance, au cœur du projet industriel du Groupe, a été poursuivi en 2008 dans la continuité de la démarche engagée depuis plusieurs années.

Ces activités de moyen et long termes pour la période 2007-2009 prennent la forme des douze « Défis R&D d'EDF » centrés autour des thèmes suivants : notre planète, notre optimisation, les clients, la production, les réseaux et la simulation numérique, explicitant les champs de recherche les plus importants en termes d'enjeux pour le groupe EDF et couvrant l'ensemble des métiers de l'entreprise.

Ces douze Défis ont mobilisé en 2008 plusieurs centaines de chercheurs, de nombreux acteurs dans les directions opérationnelles du Groupe, ainsi que les partenaires français et étrangers d'EDF R&D.

Les 12 Défis R&D d'EDF retenus pour la période 2007-2009 sont :

**« Notre planète » :**

- L'eau : anticiper les contraintes climatiques sur une ressource partagée ;
- Toujours mieux caractériser les impacts environnementaux de ses installations ;

**« Notre optimisation » :**

- Anticiper le nouveau paysage énergétique ;
- Optimiser la production d'EDF dans le marché : refonder les méthodes et outils ;
- Trouver de nouvelles flexibilités entre consommation, production et stockage ;

**« Les clients » :**

- Maison et bâtiment : développer technologies et services pour l'efficacité énergétique ;
- Industrie : développer efficacité des usages et usages nouveaux de l'électricité ;

**« La production » :**

- Permettre techniquement l'exploitation des centrales nucléaires jusqu'à 60 ans ;
- Intégrer les nouvelles technologies pour une exploitation plus performante ;
- Innover dans les énergies renouvelables et le stockage ;

**« Les réseaux » :**

- Préparer la distribution de 2015 (intégration des NTIC pour l'exploitation et la conduite des réseaux, développements d'outils de simulation pour optimiser leur fonctionnement, innovations technologiques au service de la performance des réseaux, etc.) ;

**« La simulation numérique » :**

- Simuler pour décider.

## EDF R&D est un acteur intégré dans la recherche française, européenne et mondiale

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, EDF R&D noue de nombreux partenariats en France, en Europe (particulièrement dans les pays où le Groupe est présent) et dans le monde. Ces partenariats ont pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial dans certaines disciplines situées au cœur des enjeux d'EDF, de compléter ses champs de compétences internes, et de créer des laboratoires communs avec des organismes de recherche pour réunir une masse critique de compétences autour de programmes partagés, tout en mutualisant les coûts et risques sur la recherche amont.

Ces partenariats contribuent à la bonne réalisation des travaux de recherche d'EDF R&D et permettent également de développer des projets en collaboration suite à des appels à contributions nationaux et européens. EDF prend ainsi part à des coopérations lancées dans le cadre de l'Agence Nationale de la Recherche et du septième Programme Cadre de la Commission européenne, et à une participation active dans certains pôles de compétitivité.

EDF a notamment des liens privilégiés avec le CEA et Areva dans le domaine du nucléaire, qui prennent la forme d'un accord tripartite. EDF R&D est par ailleurs le premier partenaire hors États-Unis d'Amérique de l'institut américain de recherche EPRI *(Electric Power Research Institute)* avec des programmes de recherche partagés, notamment sur le vieillissement des matériaux et sur les réseaux intelligents ; cette collaboration permet également au Groupe de coopérer avec la plupart des exploitants nucléaires dans le monde.

La démarche partenariale poursuivie par EDF R&D en 2008 s'est concrétisée par :

- les travaux de recherche engagés dans le cadre des deux laboratoires communs internationaux que sont le MAI *(Materials Ageing Institute)* avec TEPCO et EPRI sur la durabilité des matériaux, et le centre européen ECLEER avec l'École des Mines et l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne sur l'efficacité énergétique dans les bâtiments et l'industrie ;
- la création d'un groupement d'intérêt scientifique (GIS) en partenariat avec l'École Supérieure d'Électricité et le CNRS, sur la thématique du traitement du signal, avec des applications à venir au bénéfice du nucléaire et des réseaux ;
- la création entre EDF et l'École Nationale des Ponts et Chaussées d'une chaire dédiée à la formation et à la recherche en mécanique des fluides appliquée à l'hydraulique et à l'environnement ;
- un partenariat avec la société IBM pour développer les applications de la simulation numérique et modéliser ainsi la complexité de nos installations industrielles, des centrales nucléaires aux hydroliennes, à l'aide du supercalculateur dont s'est doté EDF R&D.

# 11.3 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.

## Brevets

Fin 2008, le portefeuille d'EDF comprend 390 innovations brevetées et protégées par 1 050 titres de propriété en France et à l'étranger.

## Marques

« EDF » est une marque déposée dans 62 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. En outre, le Groupe a déposé de nombreuses autres marques, en particulier, celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

# 12 Informations sur les tendances


12.1 L'amélioration de la performance : programme « Excellence Opérationnelle » 195

12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2009 195

12.3 Impact du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché 196


## 12.1 L'amélioration de la performance : programme « Excellence Opérationnelle »

Dans la continuité du programme de réduction des coûts Altitude mené avec succès de 2005 à 2007, un programme d'excellence opérationnelle est mis en œuvre à partir de 2008. Il vise à améliorer de façon continue et pérenne la performance du Groupe dans toutes ses dimensions (financière, technique, sociétale) :

- le programme Excellence Opérationnelle ne vise pas seulement à poursuivre la maîtrise des charges d'exploitation, mais aussi à améliorer la marge brute (par exemple en améliorant la disponibilité des centrales de production et l'optimisation amont/aval) ;
- il vise à augmenter l'excédent brut d'exploitation en améliorant l'efficacité des processus opérationnels de production (par exemple les arrêts de tranche et les opérations de maintenance), de commercialisation (par exemple le traitement des demandes des clients), de distribution (par exemple le traitement des demandes des fournisseurs d'électricité et les opérations de maintenance). Des méthodologies spécifiques à l'amélioration des processus opérationnels, expérimentées en 2007 avec des résultats prometteurs, ont commencé à produire des résultats en 2008. Leur déploiement devrait se poursuivre en 2009 ;
- pour les achats, des méthodes également expérimentées en 2007 comme le *pricing*, le *sourcing*, le partenariat-productivité, sont en cours de mise en œuvre ;
- le programme vise par ailleurs à accélérer les synergies et à renforcer l'innovation.

Il vise pour la période 2008-2010 un gain de 1 milliard d'euros sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe de 2010 par rapport à celui de 2007. Ce gain devrait provenir pour deux tiers des activités en France et pour un tiers de l'international.

Le gain obtenu en 2008 est de 285 millions d'euros. Il est conforme aux attentes du Groupe.

Les gains cumulés attendus en 2009 et 2010 par rapport à l'excédent brut d'exploitation de 2007 sont respectivement de 600 millions d'euros et 1 milliard d'euros.

En France, l'ensemble des directions et filiales du Groupe ont engagé leur programme. À fin 2008, plus de 300 projets ont été engagés. L'avancement des projets est aujourd'hui différencié en fonction de la complexité et de la profondeur des transformations à conduire dans les processus opérationnels.

Les filiales du Groupe à l'étranger ont également engagé la mise en œuvre de leur programme, certaines étant au stade du déploiement, d'autres à celui de la structuration.

## 12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2009

Les prix du jour pour le lendemain *(spot)* de l'électricité sur les deux premiers mois de l'année 2009 se sont négociés, en moyenne et en base, à 56,6 euros/MWh en France (- 7,1 euros/MWh par rapport aux deux premiers mois de l'année 2008), 52,7 euros/MWh en Allemagne (- 5 euros/MWh) et 57,9 euros/MWh en Angleterre (- 15,6 euros/MWh). Les températures au cours des deux premiers mois de 2009 ont été particulièrement fraîches et notablement inférieures à celles de la même période de 2008, entraînant la consommation française, particulièrement thermosensible, à des niveaux historiquement élevés (record de consommation France atteint le 7 janvier à la pointe de 19 h avec 92 400 MW). Toutefois, le repli des prix *spot* s'explique par l'effondrement des prix des combustibles fossiles et des quotas de $CO_2$ et par une bonne disponibilité du parc de production français lors des pics de consommation.

Les prix à terme de l'électricité au cours des deux premiers mois de 2009 ont été inférieurs à ceux des deux premiers mois de 2008. Les prix des contrats annuels base se sont négociés en moyenne à 51,1 euros/MWh en France (- 11,9 euros/MWh), 50,2 euros/MWh en Allemagne (- 12 euros/MWh) et 51,7 euros/MWh en Angleterre (- 22,4 euros/MWh). Ils ont clôturé le mois de février à respectivement 45,9, 43,4 et 46,3 euros/MWh.

Cette baisse des prix à terme de l'électricité en Europe s'explique par la chute des prix du charbon (- 29 % par rapport aux deux premiers mois de 2008 à 83,6 dollars/t), du pétrole (- 52 % à 44,8 dollars/bl), des quotas de $CO_2$ pour la phase 2 (- 46 % à 11,8 euros/t) et dans une moindre mesure des prix du gaz (- 5 % à 54,2 p/therm). La baisse du charbon et du pétrole a été cependant légèrement atténuée par la reprise du dollar face à l'euro (+ 12 % à 1,30 dollar/euro).

# 12.3 Impact du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché

Au regard des informations dont il disposait, le groupe EDF estimait fin 2007 à environ 1,7 milliard d'euros l'impact cumulé résultant de l'application jusqu'à mi 2009 du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe, cet impact couvrant à la fois :

- une estimation de la contribution d'EDF au financement de la compensation des fournisseurs concurrents sur l'ensemble de la période, évaluée à 718 millions d'euros ; et
- les conséquences négatives sur le niveau du chiffre d'affaires et de l'excédent brut d'exploitation du Groupe.

Au regard des informations dont il dispose à la date de dépôt du présent Document de Référence, le groupe EDF estime à environ 1,2 milliard d'euros l'impact supplémentaire, sur la contribution d'EDF au financement de la compensation des concurrents, de la Loi du 4 août 2008 prolongeant jusqu'au 30 juin 2010 l'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Cet impact est provisionné à hauteur de 1 195 millions d'euros sur l'exercice 2008.

Il convient de noter que cette estimation reste sensible aux hypothèses retenues et en particulier à celles relatives aux paramètres suivants : volumes d'électricité concernés par la compensation, évolutions du tarif intégré en 2009, et prix de l'électricité à terme en 2009 et 2010.

# 13 Perspectives financières


**13.1** Objectifs de résultats sur la période 2006-2008 197

**13.2** Perspectives 2009 197


## 13.1 Objectifs de résultats sur la période 2006-2008

Les objectifs de résultats du Groupe sur la période 2006-2008, exprimés en croissance organique et établis à principes comptables constants, sans prise en compte de l'impact de la prolongation du TaRTAM par la Loi du 4 août 2008, ont été atteints :

- l'évolution pluriannuelle moyenne de l'EBITDA de 5,0 % est comprise dans la fourchette visée de 3 à 6 % ; et
- l'évolution pluriannuelle moyenne du résultat net consolidé part du Groupe hors éléments non récurrents de 13,4 % est conforme à l'objectif d'une croissance à deux chiffres.

Dans le cadre de ces objectifs, le groupe EDF a tenu les engagements relatifs aux programmes « Cessions d'actifs » et « Altitude » finalisés en 2007 :

- « Cessions d'actifs », avec un impact sur la dette financière nette consolidée d'environ 5,7 milliards d'euros à fin 2007 (dépassant l'objectif de 5 milliards) ;
- « Altitude » (voir section 12.1 (« L'amélioration de la performance : programmes « Altitude » et « Excellence Opérationnelle ») du Document de Référence 2007 du Groupe).

## 13.2 Perspectives 2009

2009 s'ouvre dans un environnement marqué par les incertitudes nées de la crise économique et financière.

Dans ce contexte, et après deux opérations de croissance externe majeures en 2008, le Groupe se fixe comme priorité pour 2009 la croissance organique, l'intégration des acquisitions, l'amélioration de ses performances opérationnelles et financières et le renforcement de sa structure financière.

L'EBITDA du Groupe devrait progresser en 2009, en raison notamment de l'intégration sur l'ensemble de l'exercice de la contribution de British Energy estimée à 1,5 milliard d'euros pour 2009 à la date de dépôt du présent Document de Référence. Le Groupe a un objectif de croissance organique modérée de l'EBITDA (hors l'impact au titre de l'exercice 2008 de la prolongation du TaRTAM par la Loi du 4 août 2008) dans le contexte économique dégradé actuel. Les activités en France devraient notamment bénéficier de la poursuite du programme Excellence Opérationnelle sur les évolutions des charges externes et de la disponibilité nucléaire.

Par ailleurs, le Groupe poursuivra son important effort d'investissement opérationnel dans les activités de production et dans les réseaux, en France et à l'international.

Le résultat net hors éléments non récurrents ne devrait pas progresser compte tenu de la poursuite du programme d'investissements.

Le Groupe se fixe également comme objectif de renforcer sa structure financière en cohérence avec une notation forte. À cet égard, le Groupe engage dès cette année un programme de cessions qui devrait alléger son endettement financier net d'au moins 5 milliards d'euros à fin 2010. Ce programme, conjugué avec l'amélioration des performances financières et du *cash flow* opérationel devrait, après la réalisation des deux acquisitions déjà lancées en 2008, contribuer à l'amélioration progressive des ratios financiers du Groupe et au renforcement de sa structure financière.

Ces objectifs sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiés en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique propres à l'année 2009. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au chapitre 4 « Facteurs de risques » du présent Document de Référence aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Par ailleurs, la réalisation des objectifs suppose la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée à la section 6.1 du présent Document de Référence. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs figurant au présent chapitre.

# 14 Organes d'administration, de direction et de surveillance et direction générale


**14.1** Conseil d'administration 198

**14.2** Direction générale 205

**14.3** Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration, de direction et de direction générale 208


## 14.1 Conseil d'administration

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration.

### 14.1.1 Composition du Conseil d'administration

La Société est administrée par un Conseil d'administration de dix-huit membres composé conformément à l'article 6 de la Loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.

Jusqu'à l'Assemblée générale du 14 février 2006, le Conseil d'administration était constitué de six personnalités qualifiées, de six représentants de l'État nommés par décret, ainsi que de six représentants élus des salariés, soit dix-huit administrateurs.

Depuis l'Assemblée générale du 14 février 2006, conformément à la Loi précitée et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935, l'État détenant moins de 90 % du capital d'EDF, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres :

- un tiers sont des représentants des salariés élus par ces derniers : Madame Marie-Catherine Daguerre et Messieurs Jacky Chorin, Alexandre Grillat, Philippe Pesteil, Jean-Paul Rignac et Maxime Villota ;
- et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

L'État a nommé six représentants par décret : Messieurs Pierre-Marie Abadie, André Aurengo, Bruno Bézard, Gérard Errera, Yannick d'Escatha et Philippe Josse. Monsieur Gérard Errera a démissionné de son mandat et a été remplacé par Monsieur Pierre Sellal, nommé par décret du 1er avril 2009.

L'Assemblée générale du 14 février 2006 a donc nommé six administrateurs : Messieurs Pierre Gadonneix, Frank E. Dangeard, Daniel Foundoulis, Claude Moreau, Henri Proglio et Louis Schweitzer qui a démissionné de son mandat le 10 mai 2008 et a été remplacé par Bruno Lafont, nommé par l'Assemblée générale du 20 mai 2008, pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil, soit jusqu'au 22 novembre 2009 inclus.

La durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. Ils restent en fonction jusqu'à la première réunion du Conseil renouvelé conformément à la Loi. En conséquence, les mandats des administrateurs précédemment cités expireront fin novembre 2009. En cas de vacance du siège d'un membre du Conseil d'administration pour quelque cause que ce soit, son remplaçant n'exerce son mandat que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil d'administration.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès d'EDF et le Secrétaire du Comité Central d'Entreprise (CCE) assistent également aux séances du Conseil d'administration sans voix délibérative.

L'article 13-I des statuts d'EDF prévoit que le Conseil d'administration peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux ou locaux des questions énergétiques.

Le nombre d'administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers des administrateurs en fonction.

## 14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration

### COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION À LA DATE DE DÉPÔT DU PRÉSENT DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

À la date de dépôt du présent Document de Référence, les administrateurs de la Société sont les suivants :

| Nom, prénom, date de naissance, mandat et fonction principale exercée dans la Société | Durée du mandat au sein du Conseil d'administration d'EDF | Fonctions principales exercées en dehors de la Société |
|---|---|---|
| **ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES** | | |
| **Pierre Gadonneix**<br>Né le 10 janvier 1943<br><br>**Président-Directeur Général** | *1ère nomination (EPIC) :*<br>*En tant qu'administrateur :*<br>Décret du 8 septembre 2004. | Président du Conseil d'administration de l'Association Electra, de Transalpina di Energia, de la Fondation EDF Diversiterre, et de l'Association Group'action $CO_2$. |
| | *En tant que Président du Conseil d'administration :*<br>Décret du 15 septembre 2004. | Président du Conseil Mondial de l'Énergie.<br><br>Membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, de la Fondation Européenne pour les Énergies de Demain (FEED), de l'Association Française du Gaz. |
| | *1ère nomination (SA) :*<br>*En tant qu'administrateur :*<br>Décret du 20 novembre 2004.<br>*En tant que Président du Conseil d'administration :*<br>Décret du 24 novembre 2004. | Membre du Comité de l'Énergie Atomique, du Conseil Consultatif de la Banque de France, du Comité National des Secteurs d'Activité d'Importance Vitale (CNSAIV), du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, du Conseil Économique et Social.<br><br>Administrateur d'Edison. |
| | *Dernière nomination (SA) :*<br>*En tant qu'administrateur :*<br>Assemblée générale du 14 février 2006.<br><br>*En tant que Président du Conseil d'administration :*<br>Décret du 15 février 2006. | |
| **Frank E. Dangeard**<br>Né le 25 février 1958 | *1ère nomination (SA) :*<br>Décret du 20 novembre 2004.<br><br>*2e nomination (SA) :*<br>Assemblée générale du 14 février 2006. | Managing Partner de Harcourt.<br><br>Administrateur de Calyon, Moser Baer. Sonae et Symantec.<br>Administrateur de la société Infogrammes Entertainement. |
| **Daniel Foundoulis**<br>Né le 13 avril 1939 | *1ère nomination (EPIC) :*<br>Décret du 9 juillet 1999.<br><br>*2e nomination (EPIC) :*<br>Décret du 8 septembre 2004.<br><br>*1ère nomination (SA) :*<br>Décret du 20 novembre 2004.<br><br>*2e nomination (SA) :*<br>Assemblée générale du 14 février 2006. | Membre du bureau du Conseil National de la Consommation.<br><br>Membre du groupe Consultatif Européen des Consommateurs à Bruxelles, représentant la France.<br><br>Vice-Président du Conseil National des Associations Familiales Laïques.<br><br>Président de ConsoFrance, depuis janvier 2008. |
| **Bruno Lafont**<br>Né le 8 juin 1956 | *1ère nomination (SA) :*<br>Assemblée générale du 20 mai 2008. | Président-Directeur Général du groupe Lafarge. |

| Nom, prénom, date de naissance, mandat et fonction principale exercée dans la Société | Durée du mandat au sein du Conseil d'administration d'EDF | Fonctions principales exercées en dehors de la Société |
|---|---|---|
| **ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES** | | |
| **Claude Moreau**<br>Né le 22 janvier 1931 | *1ère nomination (SA) :*<br>Décret du 20 novembre 2004.<br><br>*2e nomination (SA) :*<br>Assemblée générale du 14 février 2006. | Administrateur du Pôle de compétitivité Mobilité et Transport Avancé (MTA) depuis 2006.<br><br>Gérant de la SCI La Maison de l'Industrie. |
| **Henri Proglio**<br>Né le 29 juin 1949 | *1ère nomination (EPIC) :*<br>Décret du 8 septembre 2004.<br><br>*1ère nomination (SA) :*<br>Décret du 20 novembre 2004.<br><br>*2e nomination (SA) :*<br>Assemblée générale du 14 février 2006. | Au sein du groupe Veolia Environnement :<br>Président-Directeur Général de Veolia Environnement.<br>Président du Conseil de surveillance de Dalkia France,<br>Président du Conseil d'administration de Veolia Transport, Veolia Propreté et Veolia Water.<br>Administrateur de Dalkia International, la société des Eaux de Marseille, Sarp Industries, Veolia Environmental Services Australia, Veolia Transport Australasia, Veolia Environmental Services UK, Siram, Veolia Environmental Services North America, Veolia Transport Northern Europe, Veolia Environnement North America Operations.<br>Membre des Conseils de surveillance A&B de Dalkia.<br>Gérant de Veolia Eau.<br><br>En dehors du groupe Veolia Environnement :<br>Membre des Conseils de surveillance de Lagardère et Natixis.<br>Administrateur de CNP Assurances, et Dassault Aviation.<br>Censeur au Conseil de surveillance de la Caisse Nationale des Caisses d'Epargne. |
| **ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANT L'ÉTAT** | | |
| **Pierre-Marie Abadie**<br>Né le 13 juillet 1969 | *1ère nomination (SA) :*<br>Décret du 29 août 2007. | Directeur de l'Énergie à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) au Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du territoire.<br><br>Commissaire du gouvernement à l'Agence Nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) et suppléant du gouvernement chez Areva NC. |
| **André Aurengo**<br>Né le 4 avril 1949 | *1ère nomination (EPIC) :*<br>Décret du 9 juillet 1999.<br><br>*2e nomination (EPIC) :*<br>Décret du 8 septembre 2004.<br><br>*1ère nomination (SA) :*<br>Décret du 20 novembre 2004. | Professeur des Universités – Praticien Hospitalier.<br><br>Chef du service de médecine nucléaire du groupe hospitalier Pitié-Salpêtrière et professeur de biophysique à la Faculté de médecine Pierre-et-Marie-Curie.<br><br>Membre de l'Académie de médecine.<br><br>Membre du Haut Conseil de la Santé Publique. |

| Nom, prénom, date de naissance, mandat et fonction principale exercée dans la Société | Durée du mandat au sein du Conseil d'administration d'EDF | Fonctions principales exercées en dehors de la Société |
|---|---|---|
| **ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANT L'ÉTAT** | | |
| **Bruno Bézard**<br>Né le 19 mai 1963 | *1ère nomination (EPIC) :*<br>Décret du 1er août 2002.<br><br>*2e nomination (EPIC)* :<br>Décret du 8 septembre 2004.<br><br>*1ère nomination (SA) :*<br>Décret du 20 novembre 2004. | Directeur Général de l'Agence des Participations de l'État (APE) au Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi.<br><br>Membre du Conseil de surveillance d'Areva et du Grand Port Maritime de Marseille.<br><br>Administrateur d'Air France-KLM, de France Télécom, du Fonds Stratégique d'Investissement, de La Poste, de Thalès et de Dexia. |
| **Yannick d'Escatha**<br>Né le 18 mars 1948 | *1ère nomination (EPIC) :*<br>Décret du 21 septembre 1995.<br><br>*2e nomination (EPIC) :*<br>Du décret du 9 juillet 1999 jusqu'au décret du 23 février 2000.<br><br>*1ère nomination (SA) :*<br>Décret du 20 novembre 2004. | Président du Centre National d'Études Spatiales (CNES).<br><br>Président du Conseil d'administration de l'Université de Technologie de Troyes.<br><br>Membre de l'Académie des technologies.<br>Représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation.<br><br>Administrateur de la RATP. |
| **Philippe Josse**<br>Né le 23 septembre 1960 | *1ère nomination (SA) :*<br>Décret du 12 avril 2006. | Directeur du budget au Ministère du Budget, des Comptes publics et de la Fonction publique.<br><br>Administrateur d'Air France-KLM et de la SNCF. |
| **Pierre Sellal**<br>Né le 13 février 1952 | *1ère nomination (SA) :*<br>Décret du 1er avril 2009. | Ambassadeur de France.<br>Secrétaire général du Ministère des Affaires étrangères et européennes à compter du 14 avril 2009. |

| Nom, prénom, date de naissance, mandat et fonction principale exercée dans la Société | Durée du mandat au sein du Conseil d'administration d'EDF | Fonctions principales exercées en dehors de la Société |
|---|---|---|
| **ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANT LES SALARIÉS** | | |
| **Jacky Chorin**<br>Né le 22 avril 1959<br><br>Juriste.<br>Chargé de mission auprès du Directeur des Ressources Humaines de la Direction Production Ingénierie. | *1ère nomination (EPIC) :*<br>Élections du 6 mai 2004.<br><br>Première participation lors du Conseil d'administration du 14 septembre 2004. | |
| **Marie-Catherine Daguerre**<br>Née le 15 novembre 1960<br><br>Conseillère clientèle. | *1ère nomination (EPIC) :*<br>Élections du 6 mai 1999.<br><br>Première participation lors du Conseil d'administration du 12 juillet 1999.<br><br>*2e nomination (EPIC) :*<br>Élections du 6 mai 2004 | |
| **Alexandre Grillat**<br>Né le 8 décembre 1971<br><br>Ingénieur.<br>Attaché au Directeur Commercial d'Electricité de Strasbourg. | *1ère nomination (EPIC) :*<br>Élections du 6 mai 2004.<br><br>Première participation lors du Conseil du 14 septembre 2004. | |
| **Philippe Pesteil**<br>Né le 1er septembre 1957<br><br>Ingénieur.<br>Auditeur interne à la Division Technique générale. | *1ère nomination (EPIC) :*<br>Élections du 6 mai 2004.<br><br>Première participation lors du Conseil du 14 septembre 2004. | |
| **Jean-Paul Rignac**<br>Né le 13 mai 1962<br><br>Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement. | *1ère nomination (SA) :*<br>Élections du 6 mai 2004.<br><br>Première participation lors du Conseil du 7 novembre 2007. | |
| **Maxime Villota**<br>Né le 25 novembre 1959<br><br>Coordinateur politique achat à la mission finances et relations industrielles au CNPE de Tricastin. | *1ère nomination (SA) :*<br>Élections du 6 mai 2004.<br><br>Première participation lors du Conseil du 13 décembre 2006. | |

## RENSEIGNEMENTS PERSONNELS CONCERNANT LES ADMINISTRATEURS (À LA DATE DE DÉPÔT DU PRÉSENT DOCUMENT DE RÉFÉRENCE)

### ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE DES ACTIONNAIRES :

**Pierre Gadonneix.** Né le 10 janvier 1943 à New York (États-Unis d'Amérique), Pierre Gadonneix est Docteur ès économie d'entreprise de la Business School de l'Université de Harvard, ancien élève de l'École Polytechnique (1962), diplômé de l'École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs et licencié ès sciences économiques. Après avoir créé une entreprise de service en informatique (SEFI) qu'il a cédée à un grand groupe industriel en 1972, Pierre Gadonneix a été Directeur à l'Institut de développement industriel (IDI). En 1976, il a été conseiller technique au cabinet du Ministre de l'Industrie et de la Recherche. Il a été Directeur des Industries Métallurgiques, Mécaniques et Électriques au Ministère de l'Industrie (1978 à 1987), puis Directeur Général de Gaz de France (1987 à 1995), dont il est devenu le Président en 1995. Pierre Gadonneix a participé au Conseil d'administration d'EDF en tant que Commissaire adjoint du Gouvernement de 1978 à 1987. De 1993 à 1999, il a été Président du Conseil Français de l'Énergie. Depuis 2004, il est Président-Directeur Général d'EDF. Pierre Gadonneix est Président du Conseil d'administration de l'Association Electra, de Transalpina di Energia, de la Fondation EDF Diversiterre et de l'Association Group'action $CO_2$. Il est Président du Conseil Mondial de l'Énergie. Il est également membre du Conseil d'administration de la Fondation Nationale des Sciences Politiques, de la Fondation Européenne pour les Énergies de Demain (FEED). Il est par ailleurs membre du Comité de l'Énergie Atomique, du Conseil Consultatif de la Banque de France, du Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale (CNSAIV), du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, du Conseil Economique et Social et de l'Association Française du Gaz. Il est administrateur d'Edison depuis 2005.

**Frank E. Dangeard.** Né le 25 février 1958 à Ottawa (Canada), Frank E. Dangeard est diplômé de l'école des Hautes Études Commerciales (HEC), de l'Institut d'études politiques de Paris, et de la Harvard Law School. Il a été avocat aux États-Unis et à Londres de 1986 à 1989, puis il a occupé le poste de Managing Director à la banque Warburg, et a été nommé Président du Directoire de SBC Warburg France en 1995. Il a rejoint, en 1997, le groupe Thomson multimédia comme Directeur Général adjoint, puis Vice-Président du Conseil d'administration à partir de 1999. De septembre 2002 à septembre 2004, il a occupé les fonctions de Directeur Général adjoint de France Télécom. De septembre 2004 à mars 2008, il a été Président-Directeur Général de Thomson. Frank E. Dangeard est Managing Partner de Harcourt et administrateur de Calyon (groupe Crédit Agricole), de Symantec (États-Unis), de Sonae (Portugal) et de Moser Baer (Inde). Il est également membre ou Président d'un certain nombre d'Advisory Boards de sociétés internationales. Il est administrateur de la société Infogrammes Entertainement, depuis le 15 mars 2009. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

**Daniel Foundoulis.** Né le 13 avril 1939 à Paris (France), Daniel Foundoulis a exercé en laboratoire dans le domaine maxilofacial, ensuite en hôpital, puis en cabinet. Il a créé la Société Laboprodem (laboratoire de prothèses dentaires). Il a été administrateur à l'Institut National de la Consommation (INC), administrateur à l'Association Européenne des Consommateurs (AEC) et membre du Conseil Supérieur de l'Électricité et du Gaz (CSEG) en qualité de représentant des usagers. Il est actuellement membre du groupe Consultatif Européen des Consommateurs (ECCG) à Bruxelles, en qualité de représentant de la France. Vice-Président du Conseil National des Associations Familiales Laïques (CNAFAL), Daniel Foundoulis est membre du bureau du Conseil National de la Consommation (CNC). Il préside ConsoFrance, qui coordonne 9 organisations françaises de consommateurs, depuis janvier 2008. Il est administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

**Bruno Lafont.** Né le 8 juin 1956 à Boulogne-Billancourt (France), Bruno Lafont est diplômé de l'école des Hautes Études Commerciales (HEC) en 1977 et élève de l'École Nationale d'Administration (ENA) en 1982. Il commence sa carrière dès 1983 chez Lafarge. En 1994, il devient Directeur Général Adjoint Finance du Groupe et rejoint le Comité exécutif. Puis, en 2003, Bruno Lafont rejoint la Direction Générale du Groupe en tant que Directeur Général Délégué. Il est nommé administrateur le 25 mai 2005 et devient Directeur Général le 1er janvier 2006. En mai 2007, il est nommé Président-Directeur Général. Il est administrateur d'EDF depuis le 20 mai 2008.

**Claude Moreau.** Né le 22 janvier 1931 à Civray (France), Claude Moreau est diplômé de l'École supérieure de commerce de Poitiers et de l'Institut financier de gestion (promotion Louis-Pasteur). Il a été Vice-Président du Conseil régional de Poitou-Charentes de 1986 à 2004, Président de l'Institut d'analyses et d'essais du Centre-Ouest (IANESCO) de 1990 à 1998, Délégué régional du Centre national de formation des personnels territoriaux (CNFPT) de 1998 à 2004. Ancien Président d'une société d'édition, il a fondé les éditions Scolavox, l'Institut de formation à l'éducation à l'environnement (IFREE), ainsi que le Centre d'études et de recherche sur les véhicules électriques et hybrides (CEREVEH). Il a été de 2004 à 2007 Président de la Commission interministérielle « Véhicules propres et économes en énergie » (CIVEPE). Il est administrateur du Pôle de compétitivité Mobilité et Transports Avancés (MTA) depuis 2006 et gérant de la SCI La Maison de l'Industrie. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

**Henri Proglio.** Né le 29 juin 1949 à Antibes (France), Henri Proglio est diplômé de l'école des Hautes Études Commerciales (HEC). Il a rejoint la Compagnie Générale des Eaux en 1972 et a été nommé Président-Directeur Général de CGEA en 1990. Il a été nommé Vice-Président de Vivendi Universal et Président-Directeur Général de Vivendi Water en 1999 avant de devenir Président du Directoire de Veolia Environnement en 2000 puis Président-Directeur Général en 2003. Au sein du groupe Veolia Environnement, Henri Proglio est Président du Conseil de surveillance de Dalkia France ; Président du Conseil d'administration de Veolia Transport, Veolia Propreté et Veolia Water ; administrateur de Dalkia International, de la société des Eaux de Marseille, Sarp Industries, Veolia Environmental Services Australia, Veolia Transport Australasia, Veolia Environmental Services UK, Siram, Veolia Transport Northern Europe, Veolia Environmental Services North America et Veolia Environnement North America Operations ; membre des Conseils de surveillance A&B de Dalkia ; gérant de Veolia Eau. En dehors du groupe Veolia Environnement, Henri Proglio est membre des Conseils de surveillance de Lagardère et Natixis ; administrateur de CNP Assurances et Dassault Aviation ; censeur au Conseil de surveillance de la Caisse Nationale des Caisses d'Epargne. Il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004.

### ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANT L'ÉTAT :

**Pierre-Marie Abadie.** Né le 13 juillet 1969 à Brest (France), Pierre-Marie Abadie est ancien élève de l'École Polytechnique (1988), diplômé de l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris (1993) et ingénieur en chef des Mines (2000). Il a commencé sa carrière comme Ingénieur qualité au centre de production des Automobiles Peugeot à Sochaux puis à Prague comme ingénieur à la Direction de la Maintenance de la compagnie CSA (Air France). Il a exercé les fonctions de chef du Service Régional de l'Environnement Industriel, adjoint au Directeur de la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) de Lorraine, puis d'adjoint au chef du bureau « financement et compétitivité des entreprises » avant d'être chef du bureau « financement du logement et des collectivités décentralisées » à la Direction du Trésor. Il fut ensuite conseiller pour les Affaires Industrielles au cabinet du Ministre de la Défense de mai 2002 à mai 2007. De juillet 2007 à juillet 2008, il a été Directeur de la Demande

et des Marchés Énergétiques à la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP). Puis, il a été nommé Directeur de l'Énergie à la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) au Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement et de l'Aménagement du territoire en juillet 2008. Pierre-Marie Abadie est Commissaire du gouvernement à l'Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) et suppléant du Commissaire du gouvernement chez Areva NC. Il est administrateur d'EDF depuis août 2007.

**André Aurengo.** Né le 4 avril 1949 à Neuilly-sur-Seine (France), André Aurengo est ancien élève de l'École Polytechnique, ancien interne des Hôpitaux de Paris, Professeur des Universités - Praticien Hospitalier. Il est membre de l'Académie de médecine. Il exerce les fonctions de Chef du service de médecine nucléaire du groupe hospitalier Pitié-Salpêtrière et de professeur de biophysique à la Faculté de médecine Pierre-et-Marie-Curie. Mandaté en 1998, il a participé à la mission Curien sur la transparence du nucléaire. Il a été Président de la Société Française de Radioprotection (SFRP) de 2005 à 2007. Il est membre du Haut Conseil de la Santé Publique. Il est administrateur d'EDF depuis juillet 1999.

**Bruno Bézard.** Né le 19 mai 1963 à Chauny (France), Bruno Bézard est ancien élève de l'École Polytechnique et de l'École Nationale d'Administration (ENA) ; Inspecteur général des finances, il est actuellement Directeur Général de l'Agence des Participations de l'État (APE) au Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi. Il a exercé notamment les fonctions de sous-directeur des assurances à la Direction du Trésor, de Directeur adjoint du cabinet de Christian Sautter au Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, de Vice-Président du Club de Paris puis de conseiller pour les affaires économiques et financières au cabinet de Lionel Jospin à Matignon. Bruno Bézard occupait le poste de Chef du service des participations et des financements à la Direction du Trésor depuis juillet 2002 au Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie avant sa nomination à l'APE. Bruno Bézard est membre du Conseil de surveillance d'Areva et du Grand Port Maritime de Marseille, administrateur d'Air France-KLM, de France Télécom, de La Poste, de Thalès, du Fonds Stratégique d'Investissement et de Dexia. Il est administrateur d'EDF depuis août 2002.

**Yannick d'Escatha.** Né le 18 mars 1948 à Paris (France), Yannick d'Escatha est ancien élève de l'École Polytechnique et Ingénieur du corps des Mines. Enseignant à l'École Polytechnique, à l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris et à l'École Nationale Supérieure des Techniques avancées, chercheur spécialiste de la mécanique des sols, de la mécanique des structures et de la mécanique de la rupture, il a été nommé en 1978 chef du bureau de contrôle de la construction nucléaire en charge du contrôle technique de l'État sur le programme électro-nucléaire français. Il est détaché en 1982 auprès de la société Technicatome, filiale du Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA), spécialisée dans l'ingénierie nucléaire et notamment dans la propulsion nucléaire navale, dont il deviendra le Directeur Général adjoint en 1987. Il est nommé Directeur des Technologies avancées du CEA en 1990, puis administrateur général adjoint en 1992, et administrateur général en 1995. En 1999, il est nommé Président de CEA-Industrie. En 2000, il est nommé Directeur Général Délégué d'EDF. En 2003, il est nommé Président du Centre National d'Études Spatiales (CNES). Yannick d'Escatha est membre de l'Académie des Technologies, Président du Conseil d'administration de l'Université de Technologie de Troyes, représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation et administrateur de la RATP. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

**Philippe Josse.** Né le 23 septembre 1960 à Saintes (France), Philippe Josse est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École Nationale d'Administration (ENA). Il a commencé sa carrière au Sénat, en tant qu'administrateur, puis l'a poursuivie au Ministère de l'Économie et des Finances, y exerçant notamment les fonctions de Directeur adjoint du cabinet du Ministre délégué au Budget et à la Réforme budgétaire, de Directeur du cabinet du Ministre délégué au Budget et à la réforme de l'État, et de Directeur adjoint du cabinet du Ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. Philippe Josse a été nommé Directeur du budget au Ministère du Budget, des Comptes publics et de la Fonction publique le 30 mars 2006. Il est administrateur d'Air France-KLM et de la SNCF. Il est administrateur d'EDF depuis avril 2006.

**Pierre Sellal**. Né le 13 février 1952 à Mulhouse (France), Pierre Sellal est ancien élève de la Faculté de Droit et de Sciences Économiques de Strasbourg et diplômé de l'École Nationale d'Administration (promotion « André Malraux »). Il commence sa carrière comme Secrétaire des Affaires Étrangères à la Direction des Nations-Unies de 1977 à 1980, puis devient Conseiller technique au Cabinet du Ministre du Commerce Extérieur (1980-1981). Conseiller à la Représentation permanente de la France auprès des Communautés européennes à Bruxelles de 1981 à 1984, il exerce ensuite les fonctions de Chef de Service des Relations internationales au Ministère du redéploiement industriel et du Commerce extérieur (Direction des hydrocarbures) jusqu'en 1985. À cette date, il est nommé Secrétaire général adjoint du SGCI (Comité interministériel pour les questions de Coopération économique européenne), fonctions qu'il occupe jusqu'en 1990. Membre du groupe de travail chargé d'élaborer une vision prospective d'ensemble des conséquences de l'instauration du grand marché unique européen de 1988 à1990, il devient Ministre-Conseiller à l'Ambassade de France à Rome en 1990, puis Ministre-Conseiller, représentant permanent adjoint de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles de 1992 à 1997. En 1997, il prend les fonctions de Directeur de Cabinet du Ministre des Affaires étrangères de 1997 à 2002. Ambassadeur, Représentant Permanent de la rance auprès de l'Union européenne à Bruxelles depuis 2002, il est élevé à la dignité d'ambassadeur de France en novembre 2008. Il est secrétaire général du Ministère des Affaires étrangères et européennes à compter du 14 avril 2009 et administrateur d'EDF depuis le 1er avril 2009.

## ADMINISTRATEURS REPRÉSENTANT LES SALARIÉS :

**Jacky Chorin.** Né le 22 avril 1959 à Caudebec-en-Caux (France), Jacky Chorin est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et docteur en droit. Il a commencé sa carrière à EDF comme 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 Production-Ingénierie d'EDF. Il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CGT-FO.

**Marie-Catherine Daguerre.** Née le 15 novembre 1960 à Mont-de-Marsan (France), Marie-Catherine Daguerre a rejoint EDF Gaz de France Distribution en Gironde en 1982, où elle a fait la première partie de sa carrière dans la filière administrative puis s'est orientée vers les relations avec la clientèle. Parallèlement, elle a exercé pendant deux ans un mandat au sein du Conseil Économique et Social Régional d'Aquitaine, ainsi que des responsabilités syndicales, d'abord au sein de son unité, puis au niveau de la direction nationale de la Fédération CGT Mines Énergies. Elle est administratrice d'EDF depuis juillet 1999, parrainée par la CGT.

**Alexandre Grillat.** Né le 8 décembre 1971 à Béthune (France), Alexandre Grillat est diplômé de l'École Supérieure d'Électricité et titulaire d'un diplôme d'études approfondies en génie électrique. Il a commencé sa carrière à EDF en 1996 qu'il a d'abord effectuée à EDF Gaz de France Distribution, dans des fonctions de management technique, clientèle et commercial, puis à la Direction de la Stratégie du groupe EDF. Il est aujourd'hui attaché au Directeur Commercial d'Électricité de Strasbourg. Il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CFE-CGC.

**Philippe Pesteil.** Né le 1er septembre 1957 à Saint-Merd-de-Lapleau (France), Philippe Pesteil est ingénieur diplômé de l'Institut National des Sciences Appliquées (INSA) de Lyon. Il a rejoint EDF en 1982 pour y exercer différentes fonctions dans le domaine de l'ingénierie. Il est actuellement membre de l'équipe d'auditeurs internes à la Division Technique Générale d'EDF à Grenoble. Il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004, parrainé par la CFDT.

**Jean-Paul Rignac.** Né le 13 mai 1962 à Rodez (France), Jean-Paul Rignac est titulaire d'un doctorat de l'Institut national polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie. Il est ingénieur-chercheur au Centre des Renardières d'EDF Recherche et Développement depuis mars 1991, et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique dans le domaine des bâtiments industriels, après avoir occupé durant cinq années la fonction de secrétaire du Comité Mixte à la Production d'EDF Recherche et Développement. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2007, parrainé par la CGT.

**Maxime Villota.** Né le 25 novembre 1959 à Jœuf (France), Maxime Villota est entré en 1981 à EDF. Il a débuté sa carrière à la Centrale de Dampierre-en-Burly avant de rejoindre le Centre nucléaire de production d'électricité de Tricastin en 1987. Il exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines Énergie. Il est administrateur d'EDF depuis décembre 2006, parrainé par la CGT.

L'Annexe C du présent Document de Référence présente les mandats (hors EDF ainsi que les principales fonctions exercées) dont les administrateurs sont actuellement titulaires ainsi que les mandats qu'ils ont exercés au cours des cinq dernières années.

# 14.2 Direction générale

## 14.2.1 Cumul des fonctions de Président du Conseil d'administration et de Directeur Général

La direction de la Société est assurée, sous sa responsabilité, par le Président du Conseil d'administration, qui assume la fonction de Directeur Général. Il est nommé par décret sur proposition du Conseil d'administration.

À l'issue de l'Assemblée générale du 14 février 2006, le Conseil d'administration a proposé au Gouvernement de nommer Pierre Gadonneix en qualité de Président-Directeur Général. Cette nomination a été faite par décret en date du 15 février 2006.

## 14.2.2 Attributions du Président-Directeur Général

Le Président-Directeur Général 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.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public et des pouvoirs que la Loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires, des pouvoirs qu'elle réserve de façon spéciale au Conseil d'administration, et dans la limite de l'objet social, le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société.

Sur proposition du Président-Directeur Général, le Conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques chargées d'assister le Président-Directeur Général, avec le titre de Directeur Général délégué. Le nombre maximum de Directeurs Généraux Délégués est fixé à cinq. Le Conseil d'administration détermine la durée du mandat et les éventuelles limitations de pouvoirs.

Le mandat des Directeurs Généraux délégués expirait le 20 mai 2008. Ainsi, sur proposition du Président-Directeur Général, le Conseil d'administration du 3 avril 2008 a nommé Messieurs Daniel Camus, Dominique Lagarde et Jean-Louis Mathias en qualité de Directeurs Généraux délégués, ces nominations prenant effet à l'issue de l'Assemblée générale du 20 mai 2008.

## 14.2.3 TOP 4 et Comité Exécutif

L'organisation du Groupe répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré et associer les opérationnels aux mécanismes de décision.

Le TOP 4, qui regroupe le Président-Directeur Général et les trois Directeurs Généraux Délégués, est l'organe décisionnel de la tête de Groupe. Le Comité Exécutif (« Comex »), instance d'échange stratégique et de concertation sur tous les sujets transverses du Groupe, d'examen de projets de décisions majeures et de suivi des objectifs et des résultats opérationnels, des enjeux sociaux et manageriaux, est composé des membres du TOP 4, des Directeurs Généraux Adjoints opérationnels et fonctionnels, du Secrétaire Général et des Présidents des principales filiales, à savoir EDF Energy, EnBW et Edison. Sa composition traduit le souci de traiter de façon homogène l'ensemble des enjeux importants pour le Groupe.

À la date de dépôt du présent Document de Référence, la composition du Comex est la suivante :

| Noms | Fonction | Date de 1ère nomination au Comex |
|---|---|---|
| Pierre Gadonneix | Président-Directeur Général | 30 novembre 2004 |
| Daniel Camus | Directeur Général Délégué Finances | 30 novembre 2004 |
| Dominique Lagarde | Directeur Général Délégué Ressources Humaines et Communication | 1er avril 2006 |
| Jean-Louis Mathias | Directeur Général Délégué Intégration et Opérations Dérégulé France | 30 novembre 2004 |
| Jean-Pierre Benqué | Directeur Général Adjoint Activités Nord-Américaines | 30 novembre 2004 |
| Bernard Dupraz | Directeur Général Adjoint Production Ingénierie | 30 novembre 2004 |
| Philippe Huet[1] | Directeur Général Adjoint Stratégie et Coordination | 8 avril 2008 |
| Marianne Laigneau | Secrétaire Général | 1er juin 2007 |
| Pierre Lederer | Directeur Général Adjoint Commerce | 1er février 2009 |
| Anne Le Lorier[1] | Directeur Général Adjoint Corporate Finance et Trésorerie | 8 avril 2008 |
| Bruno Lescoeur | Directeur Général Adjoint, Gaz | 1er avril 2006 |
| Umberto Quadrino | Directeur Général d'Edison | 1er avril 2006 |
| Vincent de Rivaz | Directeur Général (Chief Executive Officer) d'EDF Energy | 30 novembre 2004 |
| Hans Peter Villis | Président du Directoire d'EnBW | 1er octobre 2007 |
| Gérard Wolf | Directeur Général Adjoint Filiales, Développement International et Synergies Groupe | 1er avril 2006 |

**Daniel Camus.** Né le 14 avril 1952 à Ugny (France), Daniel Camus est docteur ès sciences économiques, agrégé de sciences de gestion et diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris. Après 25 ans d'activité dans l'industrie chimique et pharmaceutique au sein du groupe Hoechst-Aventis en Allemagne, aux États-Unis, au Canada et en France, il a rejoint EDF fin 2002 en tant que Directeur Financier ; il est Directeur Général Délégué Finances depuis novembre 2004. Dans ses trois derniers postes, il a été successivement Directeur financier et membre du Directoire des groupes Roussel Uclaf SA, Hoechst Marion Roussel AG et Aventis Pharma AG, basé à Francfort (Allemagne) et Bridgewater (États-Unis). Il a conduit la transformation des finances de ces entreprises présentes à l'échelle mondiale au cours de leurs fusions successives jusqu'à celle des groupes Hoechst et Rhône-Poulenc au sein d'Aventis en 1999. Daniel Camus est Président du Conseil d'administration d'EDF Energy, EDF Energy UK, EDF Energy Group Holding, et EDF International, administrateur d'Edison, Transalpina di Energia et Valeo, membre du Conseil de surveillance d'EnBW, Dalkia, SGL Carbon et Morphosys. Il est gérant de Lake Acquisitions Limited depuis le 5 juin 2008.

**Jean-Louis Mathias.** Né le 21 août 1947 à Clichy-la-Garenne (France), Jean-Louis Mathias est ancien élève de l'École Polytechnique, de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique (ENSAE), du Centre de perfectionnement aux affaires, et licencié en sociologie. Il a intégré EDF GDF Services en 1973 et exercé différentes fonctions, notamment celles de Chef d'agence à Aix-en-Provence et de Directeur de centre à Paris. En 1992, il a rejoint la Direction du personnel et des relations sociales (direction commune à EDF et Gaz de France) dont il a été nommé Directeur en 1996. En 1998, il est devenu Directeur Commercial de Gaz de France avant d'être nommé Directeur du Négoce en 2000. De juin 2002 à août 2004, il était Directeur Général Adjoint du groupe Gaz de France. En septembre 2004, il a rejoint EDF en qualité de Conseiller du Président et membre du Comité Exécutif. Depuis novembre 2004, il est Directeur Général Délégué d'EDF, responsable des activités dérégulées en France (notamment production, commercialisation et services), ainsi que de la conduite des programmes d'amélioration de la performance. Il supervise également les activités gaz et coordonne le déploiement des moyens du Groupe pour le développement nucléaire international. Jean-Louis Mathias est membre du Conseil de surveillance de Dalkia. Il est également Président du Conseil d'administration d'EDF Trading et administrateur d'EDF Energies Nouvelles.

1 Avec prise d'effet le 20 mai 2008.

**Jean-Pierre Benqué.** Jean-Pierre Benqué est Ingénieur des Ponts et Chaussées et a été professeur en mécaniques des fluides à l'École Nationale des Ponts et Chaussées de 1986 à 1996. Il intègre EDF en 1974 où il a occupé différents postes au sein du Laboratoire National d'Hydraulique. En 1986, il devient responsable du Service des Études et Réseaux puis du Service Technique Électricité en 1991. Deux ans plus tard, il se voit confier la direction des départements d'outre-mer puis devient Directeur commercial de la Direction Grands Clients où il négocie les offres d'énergies et de services avec les clients internationaux d'EDF. Nommé en février 2002 Directeur de la Branche Commerce d'EDF, il devient en novembre 2004 Directeur Général Adjoint « Commerce ». Enfin, au 1er février 2009, il est nommé Directeur Général Adjoint, Activités Nord-Américaines.

**Bernard Dupraz.** Bernard Dupraz est diplômé de l'École Polytechnique, Ingénieur en chef des Mines. Après un début de carrière dans l'industrie pétrolière, puis au Ministère de l'Industrie, il intègre EDF en 1986 et exerce différentes fonctions au sein de la Direction de la Production, notamment celles de Directeur du Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Cattenom (situé en Moselle), puis, de 1994 à 1998, de Directeur de l'Exploitation du parc des 58 centrales nucléaires. Nommé Directeur de l'Ingénierie et des Services en 1999, il conduit, en particulier, le développement du réacteur nucléaire EPR. Nommé en 2002 Directeur Délégué de la Branche Production-Ingénierie, il est depuis novembre 2004 Directeur Général Adjoint « Production-Ingénierie ».

**Philippe Huet.** Directeur Général Adjoint Stratégie et Coordination, Philippe Huet est titulaire d'un Master de l'université d'Harvard, diplômé de l'École Polytechnique et de l'École nationale de la Statistique et de l'Administration Économique. Il commence sa carrière aux États-Unis et au Venezuela en qualité de consultant puis de responsable commercial international dans une société pétrolière. En 1985, il intègre le groupe Shell où il exerce différentes responsabilités à Paris puis à Londres dans le secteur du trading et de la gestion des risques avant d'être nommé en 1996 Président Directeur Général de Shell Antilles et Guyane françaises. Il devient responsable des approvisionnements Europe en 1998 puis Directeur des approvisionnements et du Fret de 1999 à 2001. Il intègre EDF en 2001 en qualité de directeur de l'optimisation amont.

**Dominique Lagarde.** Né le 17 août 1965 à Nancy (France). Dominique Lagarde est diplômé de l'École Polytechnique et ingénieur en chef des Ponts et Chaussées. Après un début de carrière chez Total Oil Marine à Londres puis de 1991 à 1997 à l'Autorité de Sûreté Nucléaire, il a dirigé de 1997 à 2000 l'exploitation du réacteur Osiris au Commissariat à l'Énergie Atomique. Il intègre EDF, en 2000, au sein de la Direction de la distribution EDF GDF Services, où il occupera diverses responsabilités opérationnelles. Nommé Directeur adjoint d'EDF GDF Services Nanterre en 2001, il devient Directeur d'EDF GDF Services Seine-et-Marne en 2002. Il est nommé, fin 2003, Directeur adjoint de la Communication et des Affaires publiques du Groupe. Il fut Directeur de cabinet du Président en septembre 2004 puis Directeur Général adjoint, responsable de la stratégie et de la coordination en mars 2006. Dominique Lagarde est membre du Conseil de surveillance d'ERDF. Depuis le 20 mai 2008, il est Directeur Général Délégué d'EDF, Ressources Humaines et Communication.

**Marianne Laigneau.** Marianne Laigneau est ancienne élève de l'École Normale Supérieure de Sèvres, agrégée de lettres classiques, titulaire d'un DEA de littérature française, diplômée de l'Institut d'Études politiques de Paris. Elle a été nommée Secrétaire général du groupe EDF à compter du 1er juin 2007. À sa sortie de l'École Nationale d'Administration (promotion « Condorcet »), elle a été nommée auditeur au Conseil d'État puis promue maître des requêtes en 1995, et conseiller d'État en mai 2007. Détachée comme conseiller des Affaires étrangères à l'ambassade de France à Tunis de 1997 à 2000, elle réintègre le Conseil d'État en 2000 et rejoint le groupe Gaz de France, en février 2003, comme chef du service des affaires institutionnelles, puis directeur adjoint de l'information et des Affaires publiques en janvier 2004. Avant sa nomination ent tant que Sécrétaire Générale, elle était depuis janvier 2005 directeur des affaires générales d'EDF. Elle est Président du Conseil de surveillance de RTE-EDF Transport depuis février 2008.

**Pierre Lederer.** 60 ans, diplômé de mathématiques, Pierre Lederer intègre EDF en 1974 où il occupe différentes responsabilités au service des études économiques générales, au service des mouvements d'énergie et au service de la production thermique. Chef du service des études économiques générales (EEG) en 1993, il est nommé Directeur de la Stratégie d'EDF en 1996 puis Directeur « Stratégie-Valorisation-Optimisation » au Pôle Industrie du Groupe en 1999. Il rejoint en 2000 le directoire d'EnBW, troisième énergéticien allemand détenu à hauteur de 45 % par EDF, et devient Vice-Président du directoire en 2007. En qualité de « *Chief Operating Officer* », il a notamment piloté l'élaboration des processus commerciaux dans le cadre de l'ouverture des marchés de l'énergie. Il a également mis en place l'optimisation de la chaîne de valeur, la gestion des risques de marché et lancé le renouvellement du parc de production de l'entreprise. Il est nommé le 1er février 2009 Directeur Général Adjoint Commerce.

**Anne Le Lorier.** Directeur Général Adjoint Corporate Finance et Trésorerie, Anne Le Lorier est ancienne élève de l'ENA (promotion «André Malraux»), diplômée de l'IEP de Paris et titulaire d'une maîtrise en droit. Elle a commencé sa carrière à la Direction du Trésor du Ministère de l'Économie et des Finances. En 1987, elle est nommée conseiller technique au cabinet du Ministre d'État, Ministre de l'Économie, de Finances et de la Privatisation. En 1988, elle réintègre la Direction du Trésor, en qualité de sous-directeur avant d'être nommée conseiller pour les affaires économiques au cabinet du Premier Ministre en 1993. Elle exerce diverses responsabilités à la direction du Trésor de 1996 à 1998 puis rejoint Fimalac en qualité de chargée de mission auprès du Président et membre du comité exécutif. Elle intègre EDF en 2002 au poste de Directeur corporate finance et trésorerie à la Direction Financière. Elle a été nommée en 2008 Directeur Général Adjoint Corporate Finance et Trésorerie.

**Bruno Lescœur.** Bruno Lescœur est ancien élève de l'École Polytechnique, diplômé de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique (ENSAE) et de l'Institut d'Études politiques de Paris. En 1978, il entre comme économiste à EDF où il a été responsable des questions tarifaires de 1982 à 1987. Après plusieurs postes à EDF et GDF en France comme à l'international, il rejoint la Direction Financière d'EDF en 1993. Jusqu'en 1998, il est responsable de la trésorerie, du financement et des fusions/acquisitions, gérant un désendettement très rapide de l'entreprise en même temps que l'essor de son développement international. Fin 1998, il devient Président et Directeur Général de London Electricity (aujourd'hui EDF Energy) dont il assure le développement. De début 2002 à fin 2004, il est Directeur de la Production et de l'Ingénierie au moment où EDF adapte son parc thermique et engage le nouveau réacteur nucléaire EPR. Le 20 décembre 2004, il est nommé Directeur Général Adjoint d'EDF, chargé, au sein du Comité Exécutif, des Participations Internationales et du Gaz, et depuis avril 2006 il est responsable des Relations extérieures internationales. Il est Chevalier de l'Ordre National du Mérite.

**Umberto Quadrino.** Umberto Quadrino est diplômé de la faculté de sciences économiques. Après un début de carrière à l'Union des industriels de Turin, il rejoint le groupe FIAT en 1970 où il exerce différentes responsabilités en qualité de Directeur Administration et Contrôle puis de Président de filiales. En 1996, il est nommé administrateur délégué de New Holland puis réintègre, en 2000, le groupe FIAT où il dirige différents secteurs et devient, en 2001, Président d'Edison. Il est Directeur Général du groupe Edison.

**Vincent de Rivaz.** Vincent de Rivaz est diplômé de l'École Nationale Supérieure d'Hydraulique de Grenoble. En 1977, il intègre le Centre d'Ingénierie Extérieure à la Direction des Affaires internationales d'EDF. De 1985 à 1992, il conduit le développement d'EDF en Chine au sein de la Direction Internationale, dont il devient le Directeur de la Direction Extrême-Orient en 1989. De 1992 à 1994, il est Directeur du Centre National d'Équipement Hydraulique à la Direction de l'Équipement. Nommé en 1995 Directeur adjoint de la Direction Internationale, il en devient le Directeur des Projets en 1996. En 1999, il rejoint la Direction Financière en qualité de Directeur délégué, puis en 2000 en devient le Directeur des Stratégies et Opérations financières. Début 2002, il est nommé Directeur Général de London Electricity Group. Il conduit les opérations de fusions des sociétés acquises au cours du 1er semestre 2002 (les réseaux d'Eastern et Seeboard) et crée mi-2003 EDF Energy, dont il est le Directeur Général depuis lors. Il est nommé au Comité Exécutif d'EDF en novembre 2004.

**Hans-Peter Villis.** Hans-Peter Villis est Président du Directoire d'EnBW depuis le 1er octobre 2007. Diplômé en économie, il a dirigé l'entreprise Städtische Werke Magdeburg GmbH de 1993 à 1999. De début 2000 à fin 2002, il est membre du Directoire de la société Gelsenwasser AG à Gelsenkirchen. De 2003 à 2006, il exerce plusieurs fonctions chez E.ON Westfalen Weser AG, Paderborn : directeur de la centrale électrique Elektrizitätswerk Wesertal GmbH, Hameln, puis Président du Directoire dès septembre 2003. En juin 2006, il devient Directeur Financier et Vice-Président du Directoire d'E.ON Nordic AB, en Suède.

**Gérard Wolf.** Gérard Wolf est Directeur Général Adjoint Filiales, Développement International et Synergies Groupe. Ingénieur agronome, diplômé de l'INA et de l'Institut d'Études politiques de Paris. Il commence sa carrière dans le corps préfectoral puis est nommé en 1988 directeur de cabinet du Secrétaire d'État à la Défense. De 1996 à 1998, il est sous-directeur chargé des services de secours et des sapeurs-pompiers au Ministère de l'Intérieur. Il intègre EDF en 1998, en qualité de directeur de cabinet du Président avant d'être nommé, en 2001, directeur de la Coordination du Groupe puis, en 2003, directeur des Métiers du Groupe. Il devient en novembre 2004, directeur en charge du Développement du Groupe et des Grands Projets puis en mai 2008, Directeur Général Adjoint Filiales, Développement International et Synergies Groupe.

L'Annexe C du présent Document de Référence présente les mandats (hors EDF et les fonctions principales qu'ils exercent) dont les Directeurs Généraux Délégués sont actuellement titulaires ainsi que les mandats qu'ils ont occupés au cours des cinq dernières années.

### 14.2.4 Conseils de l'environnement, scientifique et médical

EDF s'est également doté d'un Conseil de l'environnement, d'un Conseil scientifique et d'un Conseil médical, ouverts à des personnalités de la société civile qui apportent leur expérience et leur expertise, pour aider à intégrer ces dimensions dans les grandes orientations stratégiques d'EDF.

Le Conseil scientifique d'EDF, crée en 1987, est un organisme consultatif apportant à l'entreprise, dans le choix de ses actions de recherche à moyen et long terme, les avis et les conseils de hautes personnalités scientifiques. Il se réunit trois fois par an pour examiner les dossiers thématiques préparés avant les séances et faisant l'objet d'un rapport détaillé. Son Président est Pierre Castillon, président fondateur de l'Académie des Technologies. En 2008, parmi les thématiques qui ont fait l'objet d'un avis du Conseil scientifique d'EDF, il y a notamment, le stockage d'énergie ainsi que la simulation numérique hautes performances.

Le Conseil Médical d'EDF, composé de personnalités du monde médical, médecins spécialistes, professeurs d'université, est un organe de réflexion et de conseil sur un certain nombre de thèmes d'actualité en matières de santé au travail, de santé publique et de santé environnementale en lien avec les activités d'EDF. Sous la présidence d'André Aurengo, Professeur de biophysique, Chef du Service de médecine nucléaire de la Pitié-Salpêtrière et membre de l'Académie de Médecine, le Conseil Médical se réunit en moyenne trois fois par an pour examiner des sujets tels que les champs électromagnétiques, la santé mentale, le risque de pandémie grippale. En 2008, les conclusions du Conseil ont notamment porté sur le rapport du CIRC et des Académies de Médecine et des sciences sur les causes de cancer ainsi que sur le poids des pathologies en découlant dans une entreprise industrielle.

## 14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration, de direction et de direction générale

### 14.3.1 Absence de liens familiaux entre les membres des organes d'administration, de direction et de direction générale

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien de nature familiale entre (i) les mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou Directeurs Généraux délégués) ou (ii) les Directeurs Généraux adjoints d'EDF.

### 14.3.2 Absence de condamnation pour fraude des membres du Conseil d'administration

À la connaissance d'EDF, aucun (i) des mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou Directeurs Généraux délégués) ou (ii) des Directeurs Généraux adjoints d'EDF n'a fait l'objet :

- d'une condamnation pour fraude prononcée au cours des cinq dernières années au moins ;
- d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation au cours des cinq dernières années au moins ;

- d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années au moins.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun (i) des mandataires sociaux d'EDF (membres du Conseil d'administration ou Directeurs Généraux délégués) ou (ii) des Directeurs Généraux adjoints 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 au moins.

## 14.3.3 Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration, de direction et de la direction générale

À la connaissance de la Société et à la date de dépôt du présent Document de Référence, il n'existe aucun conflit d'intérêt potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des mandataires sociaux (membres du Conseil d'administration, Directeur Général ou Directeurs Généraux délégués) et Directeurs Généraux adjoints, et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

Si l'application stricte des critères mentionnés dans le rapport AFEP-MEDEF pourrait conduire à considérer certains d'entre eux comme non indépendants, la Société estime que chacun de ces administrateurs dispose à la fois des compétences et d'une expérience professionnelle utiles à la Société et d'une entière liberté et indépendance de jugement.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration a été nommé en cette qualité ou en tant que Directeur Général.

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 de la charte de déontologie boursière figurant à la section 16.7 (« Charte de déontologie boursière »).

En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des actions à travers les fonds communs de placement du Plan d'Épargne Entreprise du groupe EDF investis en actions de la Société, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, sont soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

# 15 Rémunérations et avantages


15.1 Rémunération des mandataires sociaux 210
15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages 213
15.3 Participation des mandataires sociaux dans le capital 213
15.4 Options de souscription et/ou d'achat d'actions 214
15.5 Conventions réglementées 214


## 15.1 Rémunération des mandataires sociaux

Les tableaux ci-après font apparaître les rémunérations et avantages de toute nature versés et dus à chacun des mandataires sociaux d'EDF au cours des années 2007 et 2008 par EDF et les sociétés qu'il contrôle au 31 décembre 2008.

– Tableau n° 1 des recommandations de l'AMF

### Tableau de synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées à chaque dirigeant mandataire social

| *En euros* | 2008[1] | 2007 |
|---|---|---|
| **Pierre Gadonneix, Président du Conseil d'Administration** | | |
| **Rémunérations dues au titre de l'exercice** *(détaillées au tableau 2)* | 765 731 | 1 056 981 |
| **Daniel Camus, Directeur Général Délégué Finances** | | |
| **Rémunérations dues au titre de l'exercice** *(détaillées au tableau 2)* | 634 768 | 822 084 |
| **Dominique Lagarde, Directeur Général Délégué Ressources Humaines et Communication (en fonction à compter du 20 mai 2008)** | | |
| **Rémunérations dues au titre de l'exercice** *(détaillées au tableau 2)* | 178 653 [2] | Non applicable |
| **Yann Laroche, Directeur Général Délégué Ressources Humaines et Communication (en fonction jusqu'au 20 mai 2008)** | | |
| **Rémunérations dues au titre de l'exercice** *(détaillées au tableau 2)* | 193 634 [3] | 641 621 |
| **Jean-Louis Mathias, Directeur Général Délégué Intégration et Opérations Dérégulé France** | | |
| **Rémunérations dues au titre de l'exercice** *(détaillées au tableau 2)* | 555 064 | 745 220 |
| **TOTAL** | **2 327 850** | **3 265 906** |

*(1) Les rémunérations dues au titre de l'exercice 2008 ne prennent pas en compte la partie variable de la rémunération due au titre de 2008 qui n'a pas encore été déterminée à la date de dépôt du présent Document de Référence (voir tableaux 2 ci-dessous).*
*(2) Au titre des fonctions exercées du 20 mai 2008 au 31 décembre 2008.*
*(3) Au titre des fonctions exercées du 1er janvier 2008 au 20 mai 2008.*

– Tableau n° 2 des recommandations de l'AMF

## Tableau récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

**Pierre Gadonneix,**
**Président du Conseil d'Administration**

| | 2008 | | 2007 | |
|---|---|---|---|---|
| *En euros* | **Montants dus** | **Montants versés** | **Montants dus** | **Montants versés** |
| - Rémunération fixe | 760 000 | 760 000 | 725 000 | 725 000 |
| - Rémunération variable | Non disponible[1] | 326 250 | 326 250 | 325 000[2] |
| - Rémunération exceptionnelle | — | — | — | — |
| - Jetons de présence | 0 | 0 | 0 | 0 |
| - Avantage en nature[3] | 5 731 | 5 731 | 5 731 | 5 731 |
| **TOTAL** | **765 731** | **1 091 981** | **1 056 981** | **1 055 731** |

*(1) Compte tenu de la procédure devant être mise en œuvre pour leur détermination, les éléments de rémunération variable due au titre de 2008 n'ont pas encore été déterminés à la date de dépôt du présent Document de Référence.*
*(2) Au titre de 2006.*
*(3) Ces avantages en nature consistent en la mise à disposition d'un véhicule et le bénéfice de l'avantage en nature énergie.*

**Daniel Camus**
**Directeur Général Délégué Finances**

| | 2008 | | 2007 | |
|---|---|---|---|---|
| *En euros* | **Montants dus** | **Montants versés** | **Montants dus** | **Montants versés** |
| - Rémunération fixe | 628 000 | 628 000 | 584 350 | 584 350 |
| - Rémunération variable | Non disponible[1] | 237 734 | 237 734 | 445 167 [2] |
| - Rémunération exceptionnelle | — | — | — | — |
| - Jetons de présence | Non applicable | Non applicable | Non applicable | Non applicable |
| - Avantage en nature[3] | 6 768 | 6 768 | — | — |
| **TOTAL** | **634 768** | **872 502** | **822 084** | **1 029 517** |

*(1) Compte tenu de la procédure devant être mise en œuvre pour leur détermination, les éléments de rémunération variable due au titre de 2008 n'ont pas encore été déterminés à la date de dépôt du présent Document de Référence.*
*(2) Au titre de 2006 (dont 180 000 au titre d'un bonus triennal versé en 2007, conformément à son contrat de travail).*
*(3) Ces avantages en nature représentent la mise à disposition d'un véhicule.*

**Dominique Lagarde,**
**Directeur Général Délégué**
**Ressources Humaines et Communication**
**(en fonction à partir du 20 mai 2008)**

| | 2008 | | 2007 | |
|---|---|---|---|---|
| *En euros* | **Montants dus** | **Montants versés** | **Montants dus** | **Montants versés** |
| - Rémunération fixe | 171 110[1] | 171 110[1] | Non applicable | Non applicable |
| - Rémunération variable | Non disponible[2] | 4 113 | Non applicable | Non applicable |
| - Rémunération exceptionnelle | — | — | Non applicable | Non applicable |
| - Jetons de présence | Non applicable | Non applicable | Non applicable | Non applicable |
| - Avantage en nature[3] | 7 543 | 7 543 | Non applicable | Non applicable |
| **TOTAL** | 178 653 | **182 766** | Non applicable | Non applicable |

*(1) Au titre des fonctions exercées du 20 mai 2008 au 31 décembre 2008.*
*(2) Compte tenu de la procédure devant être mise en œuvre pour leur détermination, les éléments de rémunération variable due au titre de 2008 n'ont pas encore été déterminés à la date de dépôt du présent Document de Référence.*
*(3) Ces avantages en nature comprennent principalement la mise à disposition d'un véhicule, le bénéfice de l'avantage en nature énergie ainsi que les autres avantages liés au statut du personnel des Industries Électriques et Gazières.*

**Yann Laroche,**
**Directeur Général Délégué**
**Ressources Humaines et Communication**
**(en fonction jusqu'au 20 mai 2008)**

| | 2008 | | 2007 | |
|---|---|---|---|---|
| *En euros* | **Montants dus** | **Montants versés** | **Montants dus** | **Montants versés** |
| - Rémunération fixe | 177 450[1] | 177 450[1] | 428 431 | 428 431 |
| - Rémunération variable | Non disponible[2] | 167 215 | 167 215 | 188 477[3] |
| - Rémunération exceptionnelle | — | — | — | — |
| - Jetons de présence | Non applicable | Non applicable | Non applicable | Non applicable |
| - Avantage en nature[4] | 16 184 | 16 184 | 45 975 | 45 975 |
| **TOTAL** | **193 634** | **360 849** | **641 621** | **662 883** |

*(1) Au titre des fonctions exercées du 1er janvier 2008 au 20 mai 2008.*
*(2) Compte tenu de la procédure devant être mise en œuvre pour leur détermination, les éléments de rémunération variable due au titre de 2008 n'ont pas encore été déterminés à la date de dépôt du présent Document de Référence.*
*(3) Au titre de 2006.*
*(4) Ces avantages en nature comprennent principalement la mise à disposition d'un véhicule, le bénéfice de l'avantage en nature énergie ainsi que les autres avantages liés au statut du personnel des Industries Électriques et Gazières.*

**Jean-Louis Mathias,**
**Directeur Général Délégué**
**Intégration et Opérations Dérégulé France**

| | 2008 | | 2007 | |
|---|---|---|---|---|
| *En euros* | **Montants dus** | **Montants versés** | **Montants dus** | **Montants versés** |
| - Rémunération fixe | 519 000 | 519 000 | 508 431 | 508 431 |
| - Rémunération variable | Non disponible[1] | 192 029 | 192 029 | 202 526[2] |
| - Rémunération exceptionnelle | — | — | — | — |
| - Jetons de présence | Non applicable | Non applicable | Non applicable | Non applicable |
| - Avantage en nature[3] | 36 064 | 36 064 | 44 760 | 44 760 |
| **TOTAL** | **555 064** | **747 093** | **745 220** | **755 717** |

*(1) Compte tenu de la procédure devant être mise en œuvre pour leur détermination, les éléments de rémunération variable due au titre de 2008 n'ont pas encore été déterminés à la date de dépôt du présent Document de Référence.*
*(2) Au titre de 2006.*
*(3) Ces avantages en nature comprennent principalement la mise à disposition d'un véhicule, le bénéfice de l'avantage en nature énergie ainsi que les autres avantages liés au statut du personnel des Industries Électriques et Gazières.*

Il n'y a pas eu, au profit des dirigeants mandataires sociaux, d'option de souscription ou d'achat d'action attribuée ou levée durant l'exercice 2008, de même aucune action de performance n'a été attribuée ou levée durant l'exercice 2008.

Il convient de noter que le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jeton de présence conformément aux dispositions législatives en vigueur et que les administrateurs représentant l'État ainsi que ceux 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.

Le contrat de travail de Daniel Camus, à effet du 14 novembre 2002, comporte des clauses prévoyant un complément de rémunération variable calculé annuellement sur la base des résultats du Groupe, et dont le paiement intervient à la fin de chaque période de 3 ans, ainsi qu'une indemnité contractuelle de séparation de 24 mois, après un préavis de 6 mois. Cette indemnité représente deux ans d'une rémunération annuelle calculée comme la somme de la rémunération annuelle fixe à laquelle s'ajoute la moyenne, sur les trois meilleures années, de la part variable de la rémunération (prime annuelle et bonus pluriannuel).

L'Assemblée générale du 20 mai 2008 a adopté une résolution aux fins de mettre en conformité ce contrat avec les dispositions de l'article L. 225-42-1 du Code de commerce. La Loi dite « TEPA » du 21 août 2007 a renforcé le dispositif de transparence et de gouvernance concernant les rémunérations différées des mandataires sociaux, et impose notamment aux organes sociaux d'assortir les indemnités de départ des dirigeants de conditions de performance. Ce nouveau dispositif s'applique également aux engagements pris avant la publication de la Loi, qui devaient être « mis en conformité » au plus tard dans les 18 mois de la publication de la Loi.

Sur avis favorable du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'administration a décidé, dans sa séance du 3 avril 2008, conformément aux alinéas 1 et 2 de l'article L. 225-42-1 du Code du commerce, de subordonner désormais le versement de l'indemnité de séparation sus-visée, prévue au bénéfice de Monsieur Daniel Camus, Directeur Général Délégué Finances, dans son contrat de travail conclu avec EDF, à des critères de performance et au processus légal de contrôle par les organes sociaux.

Le Conseil d'administration a fixé les critères de performance comme suit :
- maintien d'une notation EDF au moins en single A ; et
- atteinte de plus de 80 % des objectifs individuels sur au moins deux des trois dernières années.

L'indemnité de départ serait réglée à 100 % si les deux critères sont remplis, à 50 % si un seul des critères est rempli et à 0 % si aucun critère n'est rempli.

Conformément à la Loi, cet engagement décidé par le Conseil d'administration a été approuvé par l'Assemblée générale ordinaire du 20 mai 2008.

En-dehors de ce qui est indiqué ci-dessus, Pierre Gadonneix, Dominique Lagarde, Jean-Louis Mathias, Daniel Camus et Yann Laroche ne bénéficient pas de régime spécifique de retraite et n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas d'indemnité de départ.

– Tableau n° 3 des recommandations de l'AMF

## Tableau sur les jetons de présence

| Membres du conseil | Jetons de présence 2008 | Jetons de présence 2007 |
|---|---|---|
| Pierre Gadonneix | 0 | 0 |
| Frank E. Dangeard | 39 750 euros | 30 250 euros |
| Daniel Foundoulis | 36 750 euros | 23 500 euros |
| Bruno Lafont[1] | 2 000 euros | — |
| Claude Moreau | 31 750 euros | 23 500 euros |
| Henri Proglio | 22 000 euros | 28 000 euros |
| Louis Schweitzer[2] | 16 000 euros | 20 000 euros |
| **TOTAL** | **148 250 euros** | **125 250 euros** |

*(1) Nommé par l'Assemblée générale du 20 mai 2008 en remplacement de L. Schweitzer.*
*(2) A démissionné de son mandat le 10 mai 2008.*

La cinquième résolution qui sera soumise au vote de l'Assemblée générale mixte du 20 mai 2009 prévoit l'allocation aux membres du Conseil d'administration de 32 000 euros de jetons de présence complémentaires au titre de l'exercice 2008.

Le Conseil de Surveillance du FCPE Actions EDF a notifié à EDF un projet de résolution visant à ne pas attribuer de jetons de présence complémentaires aux membres du Conseil d'administration au titre de l'exercice 2008. Ce projet de résolution, examiné par le Conseil d'administration d'EDF à l'occasion de sa réunion du 1er avril 2009, ne fera pas l'objet d'une recommandation par celui-ci.

Les organes sociaux compétents d'EDF examineront au cours de l'exercice 2009 les impacts éventuels du décret n° 2009-348 du 30 mars 2009 relatif aux conditions de rémunération des dirigeants des entreprises aidées par l'État ou bénéficiant du soutien de l'État du fait de la crise économique et des responsables des entreprises publiques.

# 15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages

Les mandataires sociaux ainsi que les Directeurs Généraux adjoints ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite.

# 15.3 Participation des mandataires sociaux dans le capital

À l'issue du processus d'introduction en bourse de la Société, certains administrateurs et Directeurs Généraux délégués d'EDF sont devenus actionnaires de la Société. À la date de dépôt du présent Document de Référence, le nombre d'actions d'EDF détenues par chacun des mandataires sociaux ainsi que le mode de détention de ces titres (détention directe ou par l'intermédiaire d'un FCPE) étaient les suivants :

### Actions de la Société détenues par les mandataires sociaux en fonction à la date du 31 décembre 2008

| Nom | Nombre de titres |
|---|---|
| Pierre Gadonneix<br>(actions détenues en propre) | 1 427 |
| Daniel Camus<br>(188 actions détenues en propre et 1114 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE) | 1 302 |
| Marie-Catherine Daguerre<br>(actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE) | 96 |
| Frank E. Dangeard<br>(actions détenues en propre) | 50 |
| Daniel Foundoulis<br>(actions détenues en propre) | 250 |
| Alexandre Grillat<br>(actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE) | 585 |
| Bruno Lafont<br>(actions détenues en propre) | 150 |
| Dominique Lagarde<br>(214 actions détenues en propre et 585 actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE) | 799 |
| Jean-Louis Mathias<br>(actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE ;<br>l'épouse de Jean-Louis Mathias détient 648 actions également par l'intermédiaire d'un FCPE) | 931 |
| Claude Moreau<br>(actions détenues en propre) | 200 |
| Philippe Pesteil<br>(actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE) | 316 |
| Henri Proglio<br>(actions détenues en propre) | 51 |

## 15.4 Options de souscription et/ou d'achat d'actions

Néant.

## 15.5 Conventions réglementées

### 15.5.1 Informations relatives aux conventions réglementées

Jusqu'au 20 novembre 2004, EDF était un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) et les dispositions du Code de commerce relatives aux conventions réglementées ne lui étaient pas applicables.

Depuis la transformation d'EDF en société anonyme, intervenue le 20 novembre 2004, les dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce relatives aux conventions réglementées sont applicables à EDF.

## 15.5.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2008

### EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2008

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

### CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS AUTORISÉS AU COURS DE L'EXERCICE

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence éventuelle d'autres conventions et engagements mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de ceux dont nous avons été avisés, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé. 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.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

- **Vente d'actions EDF réservées aux personnels et anciens personnels de sociétés du groupe EDF**

  À la suite de la cession par l'État en fin d'année 2007 d'une partie du capital d'EDF par voie de placement accéléré auprès d'investisseurs institutionnels, une offre d'actions EDF par l'État réservée aux personnels et anciens personnels de sociétés du groupe EDF a été mise en œuvre en septembre 2008.

  Dans ce cadre, un protocole d'accord a été conclu le 23 octobre 2008 entre EDF, la République française et la banque BNP Paribas Securities Services, décrivant les modalités de paiement, d'attribution d'actions gratuites et de recouvrement d'impayés, le cas échéant.

  À l'issue de cette offre, 3 266 541 actions ont été livrées aux différents souscripteurs le 30 octobre 2008 et votre société a versé à l'État un montant de 137 millions d'euros, lequel correspond à la première échéance de règlement due par les souscripteurs, les versements à percevoir par l'État français s'échelonnant jusqu'en octobre 2011.

  Cette convention a fait l'objet d'une approbation préalable par votre Conseil d'administration au cours de sa séance du 23 octobre 2008.

  Administrateurs concernés : Messieurs Pierre-Marie Abadie, André Aurengo, Bruno Bézard, Gérard Errera, Yannick d'Escatha et Philippe Josse, en leur qualité de représentants de l'État au Conseil d'administration d'EDF.

- **Accord entre EDF et AREVA sur l'aval du cycle du combustible nucléaire**

  EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord-cadre de coopération industrielle de long terme, portant sur l'exécution des prestations suivantes :
  - l'évacuation de l'ensemble des combustibles usés d'EDF ;
  - les conditions techniques et financières du transport ;
  - le traitement et le recyclage du combustible usé sur la période 2008-2012 ;
  - le versement d'une soulte libératoire à verser au titre de la Reprise et Conditionnement des Déchets anciens (RCD), de la Mise à l'Arrêt Définitif (MAD) et du Démantèlement (DEM) des installations de la Hague à 2,3 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2007.

  Cette convention a fait l'objet d'une approbation préalable par votre Conseil d'administration au cours de sa séance du 17 décembre 2008.

  Administrateurs concernés : Messieurs Bruno Bézard et Gérard Errera, membres du Conseil de Surveillance d'Areva.

### CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS APPROUVÉS ANTÉRIEUREMENT ET DONT L'EXÉCUTION S'EST POURSUIVIE DURANT L'EXERCICE

Par ailleurs, en application du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et des engagements suivants, approuvés antérieurement, s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

- **Contrat de Service Public**

L'État et EDF ont signé en date du 24 octobre 2005 un Contrat de Service Public qui a pour objet de constituer dans la durée la référence des engagements d'Electricité de France S.A., afin d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées. Ce contrat décline la nature et le niveau d'engagements sur la période 2005-2006-2007, ainsi que les modalités de compensation financière, notamment les principes de fixation et d'évolution des tarifs de vente de l'électricité. En l'absence de nouvel accord, l'exécution de certaines dispositions de ce contrat s'est poursuivie en 2008.

- **Vente d'actions EDF réservées aux personnels et anciens personnels de sociétés du groupe EDF**

Dans le cadre de l'ouverture du capital de la société intervenue en fin d'année 2005 et de l'offre de vente d'actions EDF par l'État Français réservée aux personnels et anciens personnels de sociétés du groupe EDF, un protocole d'accord a été conclu entre EDF, l'État Français et la banque BNP Paribas Securities décrivant les modalités de paiement, d'attribution d'actions gratuites et de recouvrement dans les cas d'impayés.

34 653 721 actions ont été livrées aux salariés le 30 janvier 2006 au titre de ce protocole, qui correspondent à des versements à recevoir par l'État Français étalés jusqu'en 2008.

Les montants versés en 2008 se sont élevés à 114 millions d'euros.

- **Conventions conclues avec le Groupe Areva**

Trois conventions, portant sur l'exécution des prestations suivantes, ont été conclues avec le Groupe Areva 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 3ème visite décennale des centrales nucléaires de palier 900MW en France ;
- la réservation de pièces forgées pour la réalisation de réacteurs EPR à l'international.

Les montants engagés au titre de ces conventions s'élèvent respectivement à 764 millions d'euros (dont 175 millions d'euros et 204 millions d'euros respectivement comptabilisés en 2008 et en 2007), 116 millions d'euros (dont 16 millions d'euros et 27 millions d'euros respectivement comptabilisés en 2008 et en 2007) et 212 millions d'euros, y compris 106 millions d'euros optionnels (dont 29 millions d'euros et 18 millions d'euros respectivement comptabilisés en 2008 et en 2007).

## AUTRES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS

Nous vous présentons également notre rapport sur les conventions et engagements soumis aux dispositions de l'article L. 225-42 du Code de commerce.

En application de l'article L. 823-12 de ce Code, nous vous signalons que ces conventions et engagements n'ont pas fait l'objet d'une autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Il nous appartient, sur la base des informations qui nous ont été données, de vous communiquer outre les caractéristiques et les modalités essentielles de ces conventions et engagements, les circonstances en raison desquelles la procédure d'autorisation n'a pas été suivie. 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.

- **Avance en compte-courant non rémunérée avec Lake Acquisitions Ltd**

Dans le cadre de l'acquisition le 25 septembre 2008, par Lake Acquisitions Ltd, filiale indirectement détenue à 100% par votre Société, d'environ 26,5% des titres émis de British Energy Group, un prêt d'un montant de 2 123 millions de livres sterling (soit environ 2 680 millions d'euros) a été consenti par votre Société à Lake Acquisitions Ltd en date du 23 septembre 2008. La convention de compte-courant signée à cet effet entre les deux sociétés ne prévoit pas d'intérêt à percevoir par EDF.

Votre Conseil d'administration a estimé que la convention ci-dessus relevait de l'article L. 225-39 du Code de commerce et, en conséquence, que la procédure d'autorisation préalable prévue à l'article L. 225-38 ne lui était pas applicable

Personne concernée : Monsieur Daniel Camus, Directeur Général Délégué Finance d'EDF et gérant de Lake Acquisitions Ltd.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2009

Les Commissaires aux comptes

| **KPMG Audit**<br>***Département de KPMG S.A.*** | | **Deloitte & Associés** | |
|---|---|---|---|
| Jean-Luc Decornoy | Michel Piette | Amadou Raimi | Tristan Guerlain |

# 16 Fonctionnement des organes d'administration et de direction


16.1 Attributions du Conseil d'administration 217
16.2 Réunions du Conseil d'administration 218
16.3 Réglement intérieur du Conseil d'administration 218
16.4 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration 218
16.5 Comités du Conseil d'administration 218
16.6 Démarche éthique 220
16.7 Charte de déontologie boursière 221
16.8 Contrôle interne 221
16.9 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur en France 221


## 16.1 Attributions du Conseil d'administration

En application de l'article L. 225-35 du Code de commerce, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la Loi 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.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la Loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration délibère sur toutes les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe, ainsi que sur les sujets que la Loi lui a expressément confiés ou qu'il s'est réservés.

Aux termes du règlement intérieur dont la mise à jour a été approuvée le 17 décembre 2008, le Conseil d'administration doit notamment être saisi pour :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 200 millions d'euros. Ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières, lorsque leur montant excède une valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; ainsi, en 2008 le Conseil a fixé les seuils suivants : certaines opérations financières d'un montant nominal excédant individuellement 4 milliards d'euros et les cautions, avals ou garanties de plus de 500 millions d'euros. En outre, le Président-Directeur Général rend compte au Conseil des cautions, avals ou garanties dont le montant unitaire est supérieur à 100 millions d'euros, consentis au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs conclus au cours de la même année, est égal ou supérieur à 200 millions d'euros, ou compris entre 100 et 200 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ;
- 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) ;
  - 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone.
- les opérations du cycle du combustible nucléaire : en particulier, les stratégies relatives aux opérations amont et 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.

Le Conseil d'administration a ainsi examiné et autorisé en 2008, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets majeurs comme :

- l'acquisition de British Energy au Royaume-Uni, sujet qui a donné lieu à deux réunions conjointes du Comité d'audit et du Comité de la stratégie élargies à tous les administrateurs et à plusieurs réunions du Conseil ;
- le projet d'acquisition, via une joint-venture, de 49,99 % des actifs nucléaires de la société Constellation Energy aux États-Unis, projet encore soumis à certaines autorisations aux États Unis et dont toutes les étapes ont donné lieu à examen en Conseil ;

- l'acquisition d'actifs gaziers en Mer du Nord ;
- le projet de partenariat avec la société chinoise China Guangdong Nuclear Power Holding Company Limited (CGNPC) et de prise de participation d'EDF International, aux côtés de CGNPC, dans une société de droit chinois, qui sera à terme propriétaire et exploitant de deux tranches nucléaires de technologie EPR sur le site de Taïshan en Chine.

## 16.2 Réunions du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, sur la convocation de son Président, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Le règlement intérieur prévoit que sont réputés présents pour le calcul du quorum et de la majorité les administrateurs qui participent à la réunion par un procédé de télécommunication permettant leur identification et garantissant leur participation effective, dans les conditions légales.

Pour l'année 2008, le taux de participation des administrateurs aux séances du Conseil d'administration est de 82,4 % pour 20 séances.

## 16.3 Réglement intérieur du Conseil d'administration

Le fonctionnement du Conseil d'administration est organisé par un règlement intérieur, qui a été modifié par le Conseil d'administration en date du 17 décembre 2008.

Lors de chaque séance du Conseil d'administration, le Président-Directeur Général porte à la connaissance de ses membres les principaux faits et événements significatifs de la vie de la Société et intervenus depuis la date du précédent Conseil d'administration. En vue de compléter leur information, les administrateurs peuvent rencontrer les principaux dirigeants de la Société et du Groupe sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil. Ils font part de leur demande au Secrétaire général du Conseil.

Le règlement intérieur décrit en outre l'organisation, le mode de fonctionnement et les attributions des Comités du Conseil.

## 16.4 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux règles de bonne gouvernance d'entreprise (issues notamment des rapports Viénot et Bouton ou encore du rapport AFEP-MEDEF d'octobre 2003) qui recommandent de réaliser un travail d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration, le règlement intérieur du Conseil indique que le Comité d'éthique « *réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration […] et propose des sujets de réflexion* ».

EDF a en outre décidé de confier tous les trois ans à un cabinet extérieur la réalisation de cette évaluation. Ainsi, le Comité d'éthique du 17 octobre 2007 ayant mandaté un cabinet extérieur, cette évaluation a été menée pendant les mois de décembre 2007, janvier et février 2008 par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs. Des résultats examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil d'administration au premier semestre 2008, il ressort que l'organisation et le fonctionnement du Conseil d'administration sont très satisfaisants, même si plusieurs points ont fait apparaître des axes de progrès possibles. La mise à jour du règlement intérieur du Conseil d'administration, approuvée en décembre 2008, a notamment tenu compte de certaines de ces recommandations.

## 16.5 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil s'est doté de Comités spécialisés chargés d'examiner et de préparer en amont certains dossiers avant leur présentation en séance plénière. Ces instances étaient les suivantes à la fin de l'année 2008 : le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations. Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès d'EDF est invité aux réunions de ces Comités.

Les Présidents de ces Comités sont :
- Comité d'audit : Monsieur Frank E. Dangeard ;
- Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) : Monsieur Frank E. Dangeard ;
- Comité de la stratégie : Monsieur Henri Proglio ;
- Comité d'éthique : Monsieur André Aurengo ;
- Comité des nominations et des rémunérations : Monsieur Bruno Lafont.

## 16.5.1 Comité d'audit

Le Comité d'audit, composé de cinq membres, est présidé par Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Bézard et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité d'audit exerce les missions qui lui sont dévolues conformément à l'ordonnance n° 2008-1278 du 8 décembre 2008 portant transposition de la directive européenne du 17 mai 2006 concernant les contrôles légaux des comptes annuels et des comptes consolidés.

Le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, le Directeur de l'Audit et le Directeur du Contrôle des Risques Groupe. Le Comité examine et donne son avis, avant présentation au Conseil, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, la politique de contrôle des risques du Groupe est régulièrement examinée par ce Comité qui passe en revue chaque semestre la cartographie des risques du Groupe et les méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation et évaluation du dispositif de contrôle interne, programmes d'audit semestriels, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre ainsi que 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.

S'ajoute à ces missions, depuis la mise à jour du règlement intérieur intervenue en décembre 2008, l'examen des aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir section 16.1 (« Attributions du Conseil d'administration »)).

Au cours de l'année 2008, le Comité d'audit a examiné en particulier :

- le projet d'acquisition de Bristish Energy, et ce conjointement avec le Comité de la stratégie,
- la politique en matière d'assurances,
- la solidité des dispositifs de contrôle interne concernés par les secteurs les plus impactés face à la crise financière, ayant conduit à examiner la politique de risques de contrepartie et l'exposition consolidée du Groupe à septembre 2008, les politiques du Groupe en matière de risques marchés financiers et énergies, le processus de gestion des fonds dédiés au futur démantèlement des installations nucléaires ainsi que les dispositifs de contrôle interne existants à EDF Trading, ou sur la salle des marchés d'EDF.

Le taux moyen de participation au Comité d'audit est de 77,5 % pour l'année 2008 pour huit réunions, dont deux réunions conjointes avec le Comité de la stratégie.

## 16.5.2 Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)

Le Comité de suivi des engagements nucléaires est composé d'au moins cinq administrateurs. Il est présidé, depuis novembre 2008, par Monsieur Frank E. Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Le CSEN était auparavant présidé par Monsieur Bruno Bézard, administrateur représentant de l'État, qui a démissionné de ses fonctions le 1er juillet 2008. Les autres membres sont Messieurs Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le CSEN a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés, sur les règles d'adossement actif-passif et d'allocation stratégique, et de vérifier la conformité de la gestion des actifs dédiés constitués par EDF dans le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés. À ce titre, il peut s'appuyer sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) qui est composé de cinq experts indépendants et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Le CSEN s'est réuni deux fois en 2008 avec un taux de participation moyen de 83,3 %.

## 16.5.3 Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie, composé de sept administrateurs, est présidé par Monsieur Proglio, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Abadie, Bézard et Errera, administrateurs représentant l'État, Madame Daguerre, Messieurs Grillat et Pesteil, administrateurs élus par les salariés. Le Comité 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, 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. Il a notamment examiné en 2008 les stratégies liées à l'acquisition de British Energy et ce conjointement avec le Comité d'audit, à l'énergie solaire photovoltaïque, à l'urbanisme et aux bâtiments à énergie positive et à la vision prospective à 2050 des modes de production d'électricité. Le Comité de la stratégie s'est réuni 5 fois en 2008, dont deux fois conjointement avec le Comité d'audit, avec un taux moyen de participation de 71,4 %.

## 16.5.4 Comité d'éthique

Le Comité d'éthique, composé de six administrateurs, est présidé par Monsieur Aurengo, administrateur représentant l'État et personnalité externe au groupe EDF représentant l'État. Les autres membres sont Messieurs Foundoulis et Moreau, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, Messieurs Chorin, Pesteil et Rignac, administrateurs élus par les salariés. Le Comité 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 hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le développement durable) ;
- le rapport d'activité du délégué à l'éthique et à la déontologie ;
- ainsi que les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radio-protection, et de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

De plus, le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et de l'application de son règlement intérieur, et propose des sujets de réflexion.

En 2008, ce Comité a poursuivi ses travaux de réflexion sur la politique de partenariat avec les prestataires du nucléaire et dans ce cadre, a visité la centrale de Cattenom (57). En associant à ses travaux des administrateurs extérieurs au Comité, il a travaillé à la mise à jour du règlement intérieur et à l'analyse des recommandations AFEP-MEDEF du 6 octobre 2008 sur la rému-

nération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés cotées qui ont fait l'objet d'une approbation par le Conseil d'administration le 17 décembre 2008. Le taux moyen de participation au Comité d'éthique en 2008 a été de 96,7 % pour 5 réunions.

### 16.5.5 Comité des nominations et des rémunérations

Le Comité des nominations et des rémunérations est composé de trois administrateurs. Depuis décembre 2008, il est présidé par Monsieur Lafont, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les deux autres membres sont Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et également personnalité externe au groupe EDF ainsi que Monsieur Bézard, administrateur représentant l'État. Le Comité 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 au Ministre chargé de l'Énergie, un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général (PDG), portant sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par le Président-Directeur Général au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du PDG. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il examine les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués (DGD) et émet un avis sur les propositions de rémunérations que le Président-Directeur Général lui soumet sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par le Président-Directeur Général au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques de chaque DGD. Il adresse ses propositions et son avis, pour approbation, au Ministre chargé de l'Économie et au Ministre chargé de l'Énergie et le communique également au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration délibère et fixe le salaire, les objectifs et les rémunérations périphériques des DGD.

Il transmet au Conseil d'administration 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. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité Exécutif. Les éléments relatifs à la rémunération des mandataires sociaux figurent au chapitre 15.1 du présent Document de Référence.

En 2008, ce Comité s'est réuni trois fois avec un taux de participation de 88,9 %.

### 16.5.6 Information et formation des administrateurs

Le Président-Directeur Général porte régulièrement à la connaissance des membres du Conseil d'administration les principaux faits et événements significatifs de la Société intervenus depuis la date du précédent Conseil d'administration.

Le Secrétariat général du Conseil d'administration communique également aux administrateurs des éléments d'information, que ceux-ci peuvent compléter par des rencontres avec les principaux dirigeants du Groupe sur les sujets figurants à l'ordre du jour du Conseil.

En outre, le Secrétariat du Conseil d'administration organise des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu ou sur demande des administrateurs. Ainsi, en 2008, le Conseil d'administration a visité le « Grand Charntier EPR » à Flamanville (50) et le centre de recherche et développement des Renardières (77) avec comme objet les travaux liés à l'efficacité energétique.

Le Secrétariat Général du Conseil d'administration organise les formations demandées par les administrateurs.

### 16.5.7 Code de gouvernement d'entreprise

Après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 reprises par la communication du Conseil des Ministres du 7 octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés et sur proposition du Comité des rémunérations, le Conseil d'administration, qui s'est réuni le 17 décembre 2008, a exprimé son accord sur ces recommandations. Le Conseil a considéré que ces recommandations s'inscrivent dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF, mise en œuvre de longue date, et a constaté que les recommandations applicables à l'entreprise étaient déjà mises en œuvre par elle.

Sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables, ces recommandations feront partie intégrante du code de gouvernement d'entreprise auquel se réfèrera la Société, en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

## 16.6 Démarche éthique

La démarche éthique d'EDF, présentée pour la première fois au Conseil d'administration du 26 mars 2003 et coordonnée par le Délégué à l'éthique et à la déontologie, consiste en la diffusion et l'appropriation d'une charte éthique centrée sur cinq valeurs : respect de la personne, respect de l'environnement, performance, solidarité et intégrité.

La charte développe les engagements éthiques du Groupe à l'égard des parties prenantes (principes d'action collective) ainsi qu'un code de conduite individuelle (Mémento éthique). Ces valeurs sous-entendent les engagements sociaux, « sociétaux » et environnementaux de l'entreprise, particulièrement le Pacte mondial de l'ONU, l'Agenda 21 et l'Accord de responsabilité sociale du groupe EDF signé le 24 janvier 2005. La démarche est déclinée par le management dans l'ensemble des composantes du Groupe.

La charte éthique est accessible sur le site Internet d'EDF.

Un dispositif d'alerte éthique a été mis en place en janvier 2004 qui permet d'interpeller le délégué éthique sur toute question, alerte ou plainte à caractère éthique. Ce dispositif présente l'originalité d'être ouvert non seulement aux salariés de l'entreprise mais aussi aux partenaires extérieurs et aux clients.

# 16.7 Charte de déontologie boursière

Faisant suite à l'introduction en bourse de la Société en novembre 2005, EDF a adopté début 2006 une charte de déontologie visant à faire respecter les principes et règles en vigueur ainsi que les recommandations émises par les autorités boursières dans le domaine de la gestion des risques liés à la détention, à la divulgation ou à l'exploitation éventuelle d'informations privilégiées.

À cette fin, le groupe EDF a notamment décidé de fixer des périodes d'abstention *(black out)* pendant lesquelles les personnes initiées, au sens de l'article L. 465-1 du Code monétaire et financier, ne sont pas autorisées à acheter ou à vendre, ou à réaliser des opérations sur les titres EDF.

Les périodes de *black out* sont des périodes de courte durée, prévisibles, pendant lesquelles des informations significatives et non publiques concernant le groupe EDF circulent au sein de celui-ci. Ces périodes s'étendent :

- entre le 1er jour de chaque trimestre et le jour inclus de la publication du communiqué concernant, selon les cas, les comptes annuels, les comptes semestriels ou le chiffre d'affaires trimestriel d'EDF ; et/ou
- entre la date avérée de connaissance par le titulaire d'une information privilégiée et la date à laquelle cette même information est portée à la connaissance du public.

# 16.8 Contrôle interne

## 16.8.1 Rapport du Président du Conseil d'administration

En application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le Président du Conseil d'administration doit rendre compte dans un rapport joint au rapport de gestion du Conseil d'administration, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil, ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place par la Société.

Ce rapport est reproduit en Annexe A.

## 16.8.2 Rapport des Commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Ce rapport est reproduit en Annexe B.

# 16.9 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur en France

Sous réserve de ce qui figure ci-dessous, EDF adhère aux principes du gouvernement d'entreprise des sociétés cotées énoncés dans le rapport AFEP-MEDEF d'octobre 2003 et en particulier aux principes clés du gouvernement d'entreprise liés à :

- la responsabilité et l'intégrité des dirigeants et des administrateurs ;
- l'indépendance du Conseil d'administration ;
- la transparence et la diffusion de l'information ; et
- le respect des droits des actionnaires.

Dans le cadre légal spécifique qui est le sien, EDF s'est ainsi attaché à mettre en œuvre les recommandations de ce rapport, notamment à travers l'adoption par le Conseil d'administration d'un règlement intérieur qui fixe les principes directeurs de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles il exerce sa mission (voir section 16.1 (« Attributions du Conseil d'administration »)) et la création de comités spécialisés. Compte tenu des règles légales particulières qui régissent la composition du Conseil d'administration (voir section 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration »)), EDF ne se conforme pas entièrement aux recommandations du rapport AFEP-MEDEF en ce qui concerne le nombre d'administrateurs indépendants au sein du Conseil d'administration. En effet, en vertu de ces règles particulières, le Conseil d'administration comporte, compte tenu d'un total de 18 membres, 12 administrateurs (dont 6 représentants de l'Etat et 6 représentants des salariés ou des actionnaires salariés) qui ne peuvent, par définition, répondre aux critères d'indépendance retenus dans le rapport AFEP-MEDEF.

Après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 reprises par la communication du Conseil des ministres du 7 octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés et sur proposition du Comité des rémunérations, le Conseil d'administration d'EDF s'est réuni le 17 décembre 2008 pour approuver ces recommandations.

# 17 Salariés / Ressources Humaines


17.1 Effectifs 222
17.2 Le statut du personnel des industries électriques et gazières 224
17.3 Organisation et temps de travail 224
17.4 Compétences, formation et mobilité 224
17.5 Égalité des chances 225
17.6 Dialogue social et représentation du personnel 226
17.7 Santé et sécurité - qualité de vie au travail 228
17.8 Régime des retraites et régime complémentaire maladie 229
17.9 Politique de rémunération 230


Le groupe EDF a poursuivi en 2008 son adaptation dans un marché désormais totalement ouvert (filialisation du distributeur et réforme des régimes spéciaux de retraite) tout en maintenant sa cohésion interne, l'adhésion aux valeurs de l'entreprise et en poursuivant le renouvellement des compétences. Les chantiers Ressources Humaines menés accompagnent l'évolution des métiers, préparent l'avenir du Groupe et contribuent à définir un nouvel équilibre du contrat social entre EDF et ses salariés.

La dimension internationale (et notamment européenne) du Groupe est maintenant très présente au travers de ses filiales.

Trois axes majeurs structurent les politiques de ressources humaines du Groupe :

- adapter en permanence les emplois et les compétences nécessaires à la réussite industrielle et commerciale d'EDF et à l'évolution des métiers tout en poursuivant une politique active d'optimisation des ressources ;
- mobiliser les salariés dans l'ensemble du Groupe notamment en leur offrant des conditions de travail et d'évolution professionnelle attractives ;
- promouvoir le dialogue social, la diversité et l'égalité des chances partout dans le Groupe notamment à travers la mise en œuvre de l'accord RSE (voir section 17.6.3 (« Dialogue social et représentation du personnel du Groupe ») ci-dessous).

## 17.1 Effectifs

### Effectifs du Groupe

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à 160 913 personnes au 31 décembre 2008 dont 104 929 pour EDF, ERDF et RTE-EDF Transport et 55 984 pour ses filiales et participations en France et à l'étranger qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

Le tableau ci-dessous indique l'évolution des effectifs physiques de chacune des filiales et participations du Groupe, pondérés par le pourcentage de consolidation financière au cours des trois derniers exercices :

### Effectifs Groupe

| | Au 31 décembre | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2006 | | 2007 | | 2008 | |
| | Nombre | % | Nombre | % | Nombre | % |
| EDF, ERDF et RTE-EDF Transport (*) | 106 565 | 68 | 105 322 | 66 | 104 929 | 65 |
| Filiales | 49 959 | 32 | 53 318 | 34 | 55 984 | 35 |
| **TOTAL** | **156 524** | **100** | **158 640** | **100** | **160 913** | **100** |

*(*) Les effectifs d'EDF, ERDF et RTE-EDF Transport incluent les salariés non soumis au statut des IEG au sein d'EDF, d'ERDF et de RTE-EDF Transport. Les effectifs d'ERDF comprennent, outre ses effectifs propres, les effectifs du service commun qui se décomposent en salariés 100 % électricité (29 109) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (8 092) avec une clé de répartition électricité/gaz de l'ordre de 75/25.*

## Effectifs d'EDF, d'ERDF et de RTE-EDF Transport

Depuis environ 20 ans, les effectifs d'EDF, ERDF et RTE-EDF Transport diminuent chaque année (à l'exception de l'année 2000 où ils ont légèrement augmenté à la suite des embauches liées à la mise en place de l'accord sur la réduction du temps de travail).

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs d'EDF, ERDF et RTE-EDF Transport entre les différentes Directions/Filiales au 31 décembre 2008 :

### Effectifs EDF, ERDF et RTE-EDF Transport

| | Salariés | | |
|---|---|---|---|
| | 2006 | 2007 | 2008 |
| **Domaine Régulé :** | | | |
| ERDF | 43 077 (*) | 36 448 (*) | 35 156 |
| RTE-EDF Transport (**) | 8 333 | 8 550 | 8 782 |
| **Domaine non Régulé :** | | | |
| Production et Ingénierie | 35 233 | 35 609 | 36 109 |
| Commerce | 6 092 | 12 337 | 12 226 |
| Fonctions centrales | 9 601 | 8 432 | 8 713 |
| CDI et CDD non statutaires | 954 | 694 | 709 |
| Systèmes électriques insulaires | 3 275 | 3 252 | 3 234 |
| **TOTAL** | **106 565** | **105 322** | **104 929** |

*(*) Effectif de SEI non inclus.*
*(**) L'effectif de RTE-EDF Transport inclut les personnels non soumis au statut des IEG.*

## Effectifs des filiales consolidées (hors RTE-EDF Transport et ERDF)

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations retenues dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2008 :

| | Salariés | | |
|---|---|---|---|
| | 2006 | 2007 | 2008 |
| Filiales France :<br>(dont Electricité de Strasbourg, TIRU, EDEV) | 2 618 | 3 708 | 4 599 |
| EDF Energy (Royaume-Uni – Hors British Energy) | 12 320 | 13 158 | 13 406 |
| EDF Trading (Royaume-Uni) | 329 | 426 | 563 |
| EnBW (Allemagne) | 9 743 | 9 336 | 9 445 |
| Edison (Italie) | 1 507 | 1 449 | 1 450 |
| Dalkia International | 14 866 | 16 070 | 17 822 |
| Autres filiales étrangères | 8 576 | 9 170 | 8 699 |
| *Europe de l'Est* | *5 905* | *6 818* | *6 585* |
| *Europe de l'Ouest et Méditerranée Afrique* | *1 909* | *1 946* | *1 950* |
| *Asie Pacifique* | *325* | *321* | *74* |
| *Amériques* | *437* | *85* | *90* |
| *Autres* | *0* | *0* | *0* |
| TOTAL | 49 959 | 53 318 | 55 984 |

# 17.2 Le statut du personnel des industries électriques et gazières

Au 31 décembre 2008, la quasi-totalité du personnel d'EDF, ERDF et RTE-EDF Transport relève du statut du personnel des industries électriques et gazières (IEG)[1]. Le statut des IEG a été mis en place par le décret du 22 juin 1946 pris en application de la Loi du 8 avril 1946 portant nationalisation de l'électricité et du gaz. Il concerne le personnel en activité et le personnel retraité et pensionné des entreprises de la branche des IEG.

Conformément aux dispositions des articles L. 2233-1 et L. 2233-2 du Code du travail, les dispositions statutaires peuvent être complétées et leurs modalités d'application déterminées par des conventions ou accords d'entreprise, dans les limites fixées par le statut. De plus, la Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité a élargi la voie conventionnelle dans le secteur électrique et gazier en introduisant les accords collectifs de branche, auxquels doivent se conformer toutes les entreprises du secteur (y compris les sociétés étrangères pour l'exercice de leur activité en France).

En 2008 :

- l'annexe 3 du statut a entièrement été réécrite par :
  - le décret n° 2008-627 du 27 juin 2008 relatif au régime de retraite et d'invalidité du personnel des industries électriques et gazières suite à la réforme du régime spécial (voir section 17.8.1 « Régime spécial de retraite » ci-dessous) ;
  - le décret n° 2008-1514 du 30 décembre 2008 relatif à certains régimes spéciaux de sécurité sociale et au régime de retraites complémentaire des assurances sociales en faveur des agents non titulaires de l'État et des collectivités publiques. Ce décret a apporté certaines précisions (départ anticipé pour carrières longues, augmentation du taux de la surcote, revalorisation des pensions au 1er avril de chaque année).
- les articles 4, 6, 20, 22, 23, 24 et 26 du statut ont été modifiés par le décret n° 2008-653 du 2 juillet 2008 modifiant le statut national du personnel des industries électriques et gazières, pour abroger les conditions d'âge et de nationalité à l'embauche et tenir compte, notamment, de la réforme du régime spécial d'invalidité et de retraite (modification des conditions de mise en inactivité, création d'un congé pour élever un enfant de moins de huit ans, bénéfice des avantages familiaux, etc.).

# 17.3 Organisation et temps de travail

Depuis le 1er octobre 1999, en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

À fin décembre 2008, 13,3 % du personnel d'EDF a opté pour une réduction collective ou individuelle du temps de travail avec une compensation partielle de la perte de salaire.

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité de l'exploitation des installations d'EDF, d'ERDF et de RTE-EDF Transport ou de rétablir dans les délais les plus brefs la fourniture d'électricité en cas de défaillance technique, une partie du personnel d'EDF travaille en service continu 365 jours par an et une autre partie assure une astreinte, en dehors des heures ouvrables.

# 17.4 Compétences, formation et mobilité

La gestion des compétences est un enjeu décisif pour la performance du Groupe à la fois en termes de performance économique et de professionnalisme. Ceci est particulièrement vrai en France dans le contexte d'ouverture totale du marché à la concurrence depuis 2007 et d'importants départs en retraite. La formation, le recrutement et la mobilité sont des leviers essentiels pour assurer le renouvellement des compétences. Cela explique qu'EDF, qui opère dans un contexte de métiers à haute technicité, a toujours consacré un budget important à la formation des salariés, afin d'accompagner en permanence les évolutions et les parcours professionnels.

Le tableau ci-dessous illustre l'importance de cet effort de formation au sein d'EDF, d'ERDF et de RTE-EDF Transport :

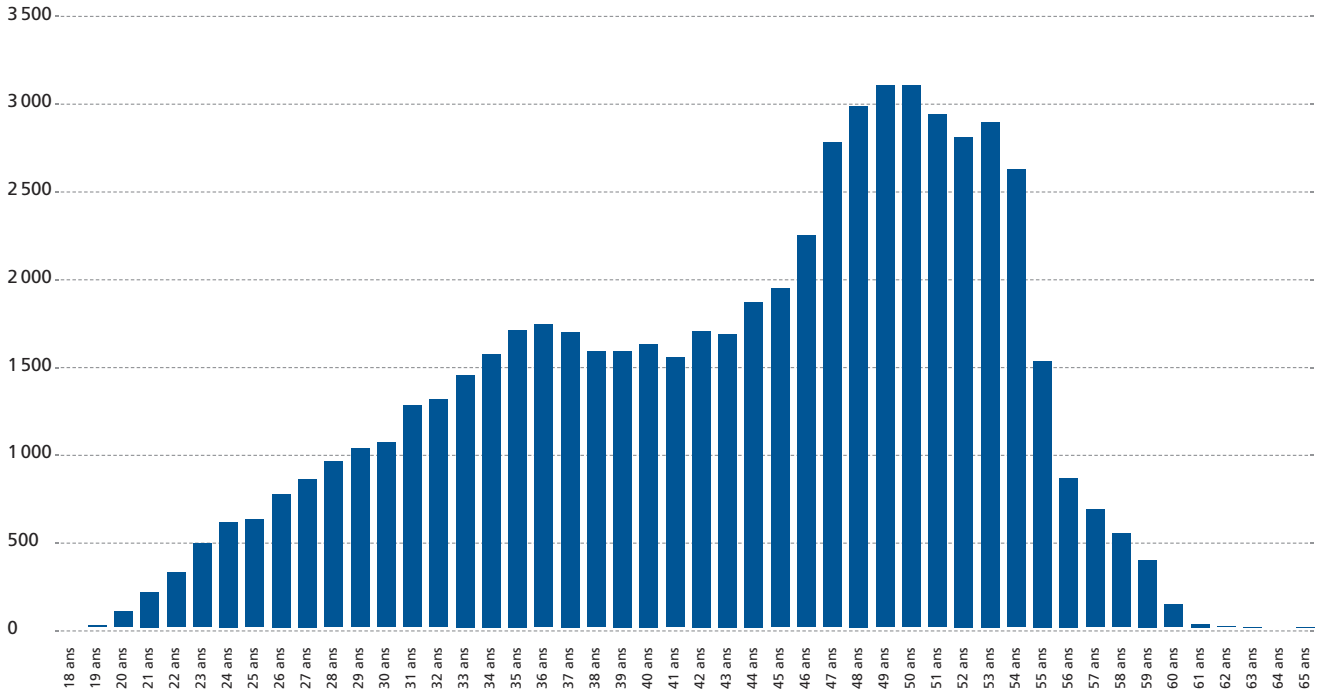
| | 2006 | 2007 | 2008 |
|---|---|---|---|
| % de la masse salariale consacré à des actions de formation | 6,2 | 6,3 | 6,9 |
| Nombre d'heures de formation effectuées par salarié | 39 | 40 | 41 |

1 Le personnel de certaines filiales françaises du Groupe relève également du statut des IEG (par exemple Electricité de Strasbourg).

Des départs en retraite importants en France nécessitent le renouvellement du personnel hautement qualifié de plusieurs métiers cœurs d'EDF, d'ERDF et de RTE-EDF Transport (production, ingénierie et distribution). En effet, du fait d'une pyramide des âges déséquilibrée (plus de 65 % des salariés ont plus de 40 ans), les équipes d'exploitation et de maintenance de la Production et de l'Ingénierie vont être confrontées au départ en retraite de près de la moitié des effectifs entre 2008 et 2015. Ces départs à la retraite dans les années à venir constituent une opportunité pour adapter le nombre et les profils des salariés aux enjeux d'EDF, d'ERDF et de RTE-EDF Transport aussi bien sur le court terme que le moyen terme.

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges au 31 décembre 2008 :

## Histogramme des âges EDF - Effectif statutaire au 31 décembre 2008




En matière de recrutement, EDF, ERDF et RTE-EDF Transport ont recruté plus de 3 500 personnes en 2008. Dans un environnement de marché du travail très concurrentiel, EDF a renforcé sa communication sur sa marque employeur en direction des jeunes diplômés et modernisé son mode de recrutement (sites Internet, etc.). Pour adapter leurs métiers et leurs compétences et prendre en compte les projets de développement du Groupe, EDF et ERDF prévoient d'embaucher en France environ 15 000 personnes sur une période de 5 ans. Dans le nucléaire, l'entreprise recrutera 500 ingénieurs par an, trois fois plus que précédemment.

Les embauches accompagnent les projets de développement et contribuent au renouvellement des compétences des métiers d'appel. EDF poursuit également son large programme de redéploiement des métiers en décroissance (tertiaire, fonctions centrales) vers les métiers d'appel. Le taux de remplacement (recrutements / départs à la retraite) pourrait être de l'ordre de 3/5 pour EDF et ERDF dans les années à venir. Pour la période 2009-2011, dans un contexte d'accélération des départs en retraite dû aux évolutions démographiques, il faudra concilier le renouvellement des compétences, l'accompagnement des projets de développement du Groupe en France et à l'international et la maîtrise de la masse salariale.

# 17.5 Égalité des chances

### APPRENTISSAGE

L'apprentissage est l'une des voies de formation par l'alternance choisie par EDF, ERDF et RTE-EDF Transport pour répondre au besoin de renouvellement de ses compétences internes et celles de ses principaux partenaires industriels. L'apprentissage vise à offrir à des jeunes et notamment parmi les moins favorisés la possibilité de s'engager dans la vie active avec des atouts reconnus : un diplôme et une expérience professionnelle.

EDF et ERDF ont atteint l'objectif fixé en faveur de la formation en alternance en accueillant plus de 3 400 jeunes en alternance (apprentissage et contrats de professionnalisation) au terme de l'année 2008, soit environ 3 % des effectifs de l'entreprise.

EDF et ERDF ont ainsi plus que doublé, en 3 ans, le nombre de contrats en alternance. L'apprentissage concerne tous les métiers du Groupe, notamment la production, la distribution et le commerce ainsi que tous les niveaux

de diplômes du secteur général et du secteur technique, y compris ceux qui relèvent de l'enseignement supérieur.

Si une partie des jeunes en apprentissage a vocation à être embauchée par EDF et ERDF afin de participer au renouvellement des compétences, une autre partie pourra trouver un emploi parmi ses prestataires qui sont également confrontés au renouvellement des compétences ou dans des entreprises recherchant des compétences acquises au sein d'EDF et d'ERDF.

### SOLIDARITÉ / SENIORS

En 2008, plus de 60 contrats ont été conclus par EDF et ERDF dans le cadre du programme de recrutement des seniors, sous forme de contrats aidés, de personnes âgées de 50 ans ou plus et prioritairement chômeurs de longue durée.

### DIVERSITÉ

Le Président-Directeur Général d'EDF a signé le 1er juin 2006 un engagement pour promouvoir la diversité et l'égalité des chances dans l'entreprise et prévenir les discriminations. Cet engagement décliné en plans d'actions dans les directions opérationnelles d'EDF est aujourd'hui mis en œuvre et suivi. La politique de diversité d'EDF a donné lieu à la création de programmes de sensibilisation des salariés aux représentations et aux stéréotypes liés à la diversité.

EDF a également signé la Charte de la Diversité le 22 septembre 2006. EDF a obtenu fin 2006 le label égalité.

Par ailleurs, toutes les restrictions en matière d'embauche relatives à l'âge et à la nationalité qui figuraient dans le statut ont été supprimées par le décret du 2 juillet 2008 (voir section 17.2 (« Le statut du personnel des industries électriques et gazières ») ci-dessus).

Le 30 mars 2006, EDF a signé un accord pour l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap. L'entreprise s'est engagée à recruter dans ce cadre au minimum 4 % de personnes en situation de handicap. 155 travailleurs en situation de handicap ont été recrutés en 2008 par EDF et ERDF. En complément, EDF et ERDF mènent une action volontaire visant à accueillir chaque année plusieurs dizaines de jeunes en situation de handicap dans le cadre de contrats d'apprentissage ou de professionnalisation (34 en 2008). La négociation d'un nouvel accord devrait aboutir au cours du 1er trimestre 2009.

Un deuxième accord a été signé le 21 décembre 2007, relatif à l'égalité professionnelle entre les hommes et les femmes. Il engage les signataires autour de six thèmes : l'évolution durable des mentalités, la mixité de l'emploi et des recrutements, l'égalité dans les parcours professionnels, l'égalité des chances dans l'accès à la formation professionnelle, la prise en compte du temps et des conditions de travail et de l'équilibre vie professionnelle - vie privée. Les signataires se sont engagés également à supprimer les écarts salariaux entre les femmes et les hommes le plus rapidement possible et au plus tard pour le 31 décembre 2010.

### SOUS-TRAITANCE

Dans la continuité de l'accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE) du groupe EDF signé le 24 janvier 2005, l'entreprise a signé en octobre 2006 un « accord sur la sous-traitance socialement responsable au sein d'EDF » avec trois de ses organisations syndicales (CFDT, CFTC et CFE-CGC). Cet accord met notamment en exergue la volonté de maintenir dans la durée des partenariats industriels et de services dans une logique qui dépasse les intérêts à court terme, afin que les prestataires puissent conforter leurs activités et renforcer leur capacité à se développer de manière durable au-delà de la seule passation de marchés ponctuels ou de court terme. Par cet accord, EDF s'engage avec les partenaires sous-traitants dans des actions concrètes et réalistes pour que leurs interventions s'effectuent dans les meilleures conditions d'emploi, de qualification, de travail et de santé-sécurité. Un comité de suivi composé des signataires se réunit deux fois par an et examine l'avancement des actions prévues dans le cadre de cet accord.

# 17.6 Dialogue social et représentation du personnel

## 17.6.1 Dialogue social France

La plupart des négociations engagées au titre de l'agenda social 2006-2008 ayant été conduites à leur terme, un nouvel accord « agenda social » pour la période 2008-2010 a été signé le 10 juillet 2008 par l'ensemble des 5 organisations syndicales (CGT, CFDT, CFTC, FO et CFE-CGC). Cet accord, le troisième depuis 2004, perpétue la volonté des signataires d'entretenir au sein de l'entreprise un dialogue social fondé sur le développement de la négociation collective.

L'Agenda Social impose l'engagement de concertations et de négociations dans les domaines suivants :

- **Nouvelles perspectives pour les parcours professionnels des salariés :** les négociations liées au contexte de mutation des métiers et à l'allongement de la vie professionnelle, induit par la réforme des retraites, conduisent à poursuivre le travail sur la GPEC (gestion prévisionnelle des emplois et compétences), à engager un bilan sur l'accord du 24 février 2006 sur la formation tout au long de la vie ainsi qu'une concertation sur les outils de la formation promotionnelle. C'est également dans ce cadre qu'une négociation de renouvellement de l'accord antérieur sur les personnes handicapées vient d'être lancée ;
- **Rémunération globale et protection des salariés :** dans le prolongement des négociations réalisées au niveau de la branche professionnelle intervenues fin 2007, les dernières négociations ont permis la mise en place dans l'entreprise d'un plan d'épargne retraite collective et d'un régime supplémentaire de retraite. Le chèque emploi service universel sur l'aide à la petite enfance a été mis en place dans ce cadre ;
- **Aménagement des temps et de la qualité de vie au travail des salariés :** il s'agit d'un thème prioritaire pour un ensemble de travaux englobant également la problématique de la santé au travail. Dans ce cadre, un accord a été signé par toutes les Organisations syndicales sur la création d'un Conseil National de la santé au travail. Une concertation sur un dispositif de prévention des pratiques discriminatoires et un cadre général pour l'instruction des recours internes est également engagée. Enfin un travail de réflexion approfondie est engagé avec les partenaires sociaux sur l'organisation du travail, en lien avec les dispositions conventionnelles relatives à l'aménagement et au temps de travail (accord du 25 janvier 1999).

## 17.6.2 La représentation du personnel en France

En vertu du statut national des IEG, EDF était doté en France d'instances de représentation du personnel spécifiques depuis 1946 (organismes statutaires).

Le mode de représentation du personnel d'EDF en France était différent de celui de droit commun, tel qu'il résulte des Lois Auroux de 1982. La Loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a imposé à toutes les entreprises de la branche professionnelle des IEG d'adapter leurs institutions représentatives du personnel (IRP) aux dispositions du Code du travail.

L'objectif de cette adaptation était de substituer aux actuels organismes statutaires de représentation du personnel le système de droit commun concernant la mise en place d'un Comité Central d'Entreprise, de Comités d'Établissements et de Délégués du Personnel. La négociation d'entreprise a été lancée en janvier 2007 afin de mettre en place les nouvelles instances représentatives du personnel dans les délais impartis.

Les décrets du 11 avril 2007 pris en application de la Loi prévoyaient la mise en place d'un Comité Central d'Entreprise et de Comités d'Établissement, ainsi que de Délégués du Personnel, avant le 31 décembre 2007. Ces décrets prévoyaient également le maintien de Commissions Secondaires du Personnel pour le personnel cadre et non-cadre.

Un accord de branche en date du 27 avril 2007 a fixé la date des élections pour la mise en place de ces nouvelles IRP au 29 novembre 2007. Des accords relatifs à l'organisation des élections ainsi qu'à la mise en place et au fonctionnement des IRP ont également été signés au niveau de l'entreprise, le 28 septembre 2007. Les élections se sont tenues le 29 novembre 2007 et le 13 décembre 2007 pour le second tour. Les nouvelles IRP sont désormais en place.

Depuis le début de l'année 2008, un accord sur l'exercice du droit syndical local, un accord sur les règles de composition et de fonctionnement des Commissions Secondaires du Personnel, un accord sur les moyens de fonctionnement du Comité Central d'entreprise ainsi qu'un accord sur l'accès des organisations syndicales aux nouvelles technologies de l'information et de la communication ont été signés.

### LA CCAS

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) qui gère les activités au plan national ;
- les 106 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociales (CAS) qui administrent les activités sociales et culturelles de proximité ou décentralisées ; jusqu'au 1er Avril 2007, les CAS géraient également le régime complémentaire maladie des IEG ;
- le Comité de Coordination des CAS : il représente les CAS au plan national. Il est chargé de répartir les ressources entre la CCAS (71 % du 1 % versé par les entreprises de la branche) et les 106 CAS (29 %).

Suite aux négociations menées au sein de la branche des IEG et à la création, au 1er avril 2007, de la Caisse d'Assurance Maladie des IEG (CAMIEG) dédiée à la gestion du régime spécial d'assurance maladie des IEG, la CCAS et les CAS ont désormais en charge la seule gestion des activités sociales.

Le financement des activités sociales des IEG est assuré par un prélèvement de 1 % sur les recettes d'exploitation des entreprises assurant la distribution du gaz et de l'électricité, dont à titre principal EDF, GDF Suez et les entreprises locales de distribution. En 2008, le montant comptabilisé par EDF, ERDF et RTE-EDF Transport au titre du 1 % est de 332 millions d'euros (310 millions en 2007). S'ajoutent à cela, et conformément aux dispositions de l'article R. 2323-20 du Code du travail, des dépenses liées au transport, à la restauration et au logement qui s'élèvent à 109 millions d'euros en 2008 pour EDF et ERDF.

La CCAS, les CAS et le Comité de Coordination des CAS sont dotés de la personnalité morale et sont pleinement indépendants. La CCAS est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics. Ni EDF, ni aucune autre entreprise de la branche des IEG n'y est représentée.

## 17.6.3 Dialogue social et représentation du personnel du Groupe

Dans les autres sociétés du Groupe, notamment à l'étranger, la représentation du personnel est organisée selon les lois et règlements applicables localement.

### INSTANCES DE DIALOGUE SOCIAL

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'Entreprise Européen (CEE), consulté sur les politiques majeures du Groupe. En mai 2005, une révision de l'accord a permis d'apporter de nouvelles dispositions au fonctionnement de cette instance. Le CEE du groupe EDF est aujourd'hui composé de 33 membres titulaires et est informé sur les stratégies économique, financière et sociale du Groupe.

À travers ses groupes de travail, le CEE a été à l'initiative d'un certain nombre de réflexions pour engager l'élaboration de politiques de ressources humaines à l'échelle internationale notamment dans le domaine de la santé-sécurité au sein des différentes sociétés du Groupe en Europe ou relatives à l'ouverture de la négociation de l'accord sur la responsabilité sociale du groupe EDF.

Un accord relatif à la création du Comité de Groupe France a été signé le 1er septembre 2008 par les 5 organisations syndicales représentatives. Conformément aux critères légaux, 14 sociétés du groupe EDF (dont RTE-EDF Transport et ERDF) ont été intégrées au périmètre du Comité de Groupe, composé de 28 membres titulaires.

### ACCORD SUR LA RESPONSABILITÉ SOCIALE D'ENTREPRISE (RSE)

L'accord RSE d'EDF a été négocié, puis signé le 24 janvier 2005 par l'ensemble des représentants des salariés et organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les quatre fédérations syndicales internationales du secteur d'activité.

Cet accord permet de doter le Groupe d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui s'appliquent à EDF et dans l'ensemble des sociétés qu'elle contrôle dans le respect du principe de subsidiarité. Pour le Groupe, cet accord permet de contribuer à l'amélioration durable des performances, à la construction d'une identité de Groupe, au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social.

En application de cet accord, un dialogue social a été engagé dans l'ensemble des sociétés du Groupe afin d'identifier, de façon concertée, les modalités de mise en œuvre locale et les initiatives à entreprendre de façon prioritaire.

Un bilan de mise en œuvre est réalisé et présenté chaque année à une instance spécifiquement créée, au niveau du Groupe, à cet effet : le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe. Les bilans des trois premières années de déploiement de l'accord RSE montrent que, malgré des contextes économiques, sociaux et culturels très différents, les sociétés du Groupe se situent déjà à un bon niveau de respect des engagements pris. Six thèmes transversaux au Groupe ont fait l'objet d'un approfondissement au sein du Comité en lien avec le management en 2008 : les parcours professionnels, l'anticipation et l'accompagnement social des restructurations industrielles, la lutte contre les discriminations, les relations avec les sous-traitants, l'efficacité énergétique, le développement économique et social local ainsi que le dialogue social. Au printemps 2008, les signataires, soulignant les progrès réalisés, ont décidé de poursuivre la démarche dans la durée en lançant la négociation d'un nouvel accord dans le même esprit que le premier accord.

# 17.7 Santé et sécurité - qualité de vie au travail

Le Groupe opère dans un secteur à haute technologie et à risques. La santé et la sécurité de ses salariés et de ses prestataires externes sont en conséquence un enjeu majeur de l'entreprise.

Élaborée en octobre 2003, la politique santé-sécurité d'EDF en France est le fruit d'une large concertation avec l'ensemble des acteurs (encadrement, experts, médecins, représentants du personnel) d'EDF. Elle s'inscrit dans les valeurs de respect de la personne qu'elle place au cœur des organisations.

Le Comité National d'Orientation et de Suivi a procédé à une revue annuelle de la politique santé-sécurité pour s'assurer de son déploiement, analyser les résultats, vérifier l'efficacité des dispositions retenues et proposer des améliorations.

EDF a créé en 2007 un « Observatoire national de la qualité de vie au travail », renforcé son dispositif éthique et simplifié ses procédures pour favoriser le management de proximité.

L'Observatoire a tenu cinq réunions depuis sa mise en place le 22 juin 2007. Il constitue un espace de dialogue associant médecins, managers, partenaires sociaux, etc. Il exerce une mission de veille. Un groupe projet « Qualité de la vie au travail » développe une méthode pour établir un état des lieux au sein de chaque entité assorti d'indicateurs.

En 2008, l'Observatoire a recommandé la diffusion du dispositif EVREST (Évolutions et Relations en Santé au Travail) au sein de l'entreprise afin que celle-ci se dote d'un système d'indicateurs relatifs à la santé et au travail. Ce dispositif devrait être déployé à EDF en 2009.

Les valeurs de l'entreprise ont été réaffirmées et ont fait l'objet d'une importante communication interne. Chaque entité a désigné un correspondant éthique et un numéro vert « vie au travail » est en cours d'expérimentation pour les salariés en difficulté. Un soutien immédiat est apporté en cas d'événement grave (suicide, tentative de suicide, accident, etc.) auprès des proches, des équipes de travail et du management.

En 2008, un accord social a institué un Conseil National de Santé au Travail, composé de représentants des métiers et des syndicats, des médecins du travail et des CHSCT.

## Accidents du travail

Depuis plus de 10 ans, EDF a mené un effort très important de prévention et de formation qui lui a permis de réduire de manière très significative le taux d'accidents du travail avec arrêt.

Le taux de fréquence en 2008 s'établit à 3,4 (3,8 en 2007) (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 progrès réalisés en 2008, comme pour les années précédentes, devraient permettre à l'entreprise de s'installer durablement sous un taux de 5 et de conforter ainsi sa position dans le peloton de tête des entreprises françaises et des énergéticiens européens, qui progressent eux aussi au même rythme.

Le taux de gravité pour 2008 se situe à 0,17 (0,19 en 2007) (nombre de jours, décomptés dans l'année en cours, d'arrêts calendaires liés à des accidents (y compris ceux consécutifs aux accidents des années antérieures) par milliers d'heures travaillées).

## Amiante

Dans le passé, le groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante.

La substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 1980, et tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités conformément à la réglementation en vigueur. EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise conformément à la réglementation en vigueur.

EDF a signé le 15 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. Suite à 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, a instauré une aide et un complément de pension bénévoles financés par EDF et a 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 section 20.5 « Procédures judiciaires et d'arbitrages » ci-dessous.

# 17.8 Régime des retraites et régime complémentaire maladie

## 17.8.1 Régime spécial de retraite

Le régime de retraite des industries électriques et gazières est un régime spécial de sécurité sociale. Défini dans le cadre du statut du personnel des IEG, le régime spécial s'applique à tout le personnel de la branche professionnelle des IEG. Il a fait l'objet d'une réforme par la Loi du 9 août 2004 portant à la fois sur le financement et sur la gestion du régime. Ainsi, depuis le 1er janvier 2005, le régime spécial de retraite est géré par la Caisse Nationale des IEG (« CNIEG »). Cette caisse prend désormais en charge non seulement les risques vieillesse, mais également les risques accidents du travail, maladies professionnelles, invalidité et décès ainsi que les avantages familiaux versés aux inactifs.

Le titre IV de la Loi du 9 août 2004 et ses décrets d'application fixent les principes suivants en matière de financement du régime spécial de retraite des IEG à compter du 1er janvier 2005 :

La pension unique versée par la CNIEG à chaque retraité des IEG est financée :
- pour partie par la CNAVTS, l'AGIRC et l'ARRCO dans le cadre des conventions financières qui ont défini les conditions de l'adossement du régime spécial des IEG aux régimes obligatoires de droit commun. La CNIEG verse aux régimes de droit commun les cotisations acquittées par les salariés et les employeurs de la branche des IEG. En contrepartie, la CNIEG reçoit de ces régimes, les prestations que ceux-ci auraient versées aux anciens salariés (inactifs) des entreprises des IEG s'ils avaient été affiliés aux régimes de droit commun dits régimes de base ;
- pour partie par le produit de la contribution tarifaire d'acheminement (« CTA ») perçue sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité calculée en dedans du tarif intégré ;
- pour le solde, qui correspond aux droits spécifiques, de retraite des IEG, par les employeurs.

La réforme du financement des retraites instituée par la Loi du 9 août 2004, a été totalement neutre pour les régimes de droit commun, pour les consommateurs d'énergie et pour le budget de l'État.

Sans remise en cause des nouvelles modalités de financement et de gestion du régime spécial de retraite des IEG, une réforme des droits à retraite est entrée en vigueur le 1er juillet 2008. Elle consiste principalement à introduire, comme dans le régime de la Fonction publique (Loi du 21 août 2003) les éléments suivants :
- un allongement progressif de la durée d'assurance pour bénéficier d'une pension complète ;
- les dispositifs de décote et de surcote selon la durée d'assurance totalisée, tous régimes confondus, par l'assuré ;
- une règle de revalorisation des pensions de retraite désormais liée à l'évolution des prix et non plus à l'évolution des salaires ;
- des conditions nouvelles, identiques pour les hommes et pour les femmes, pour bénéficier des avantages familiaux en matière de retraite.

Ces modifications, ainsi que la suppression de la condition de durée de services de quinze ans afin de pouvoir bénéficier d'une pension du régime spécial, ont été introduites dans l'annexe 3 du statut national du personnel des IEG par le décret n° 2008-627 du 27 juin 2008. Ce décret a également modifié le régime spécial d'invalidité des IEG.

En outre, le décret n° 2008-653 du 2 juillet 2008, qui supprime les conditions d'âge et de nationalité à l'embauche, a introduit diverses modifications au statut national du personnel et en particulier une limite d'âge à 65 ans. Le décret relatif aux mises en inactivité d'office a été abrogé par le décret n° 2008-1072 du 20 octobre 2008.

Le décret n° 2008-1514 du 30 décembre 2008 a édicté les dispositions suivantes applicables au 1er janvier 2009 :
- mise en œuvre d'un dispositif de départ anticipé pour carrière longue ;
- revalorisation des pensions de retraite et d'invalidité au 1er avril dans les mêmes conditions que celles applicables au régime général et à la fonction publique ;
- augmentation du taux de la surcote comme pour les autres régimes de retraite ;
- suppression du plafond de cumul emploi-retraite dans les mêmes conditions que celles applicables au régime général.

La négociation engagée au niveau de la branche professionnelle des IEG, en novembre 2007 et poursuivie en 2008 pour accompagner l'évolution du régime spécial de retraites a porté simultanément sur les mesures relatives à l'évolution des rémunérations, les mesures d'accompagnement de l'allongement des parcours professionnels, la prise en compte de la spécificité des métiers et sur l'amélioration du dispositif de protection sociale (retraite supplémentaire, prévoyance). La couverture de prévoyance complémentaire obligatoire de branche (capitaux décès, rentes d'éducation) est entrée en vigueur le 1er janvier 2009, de même que le régime de retraite supplémentaire mis en place par le groupe EDF en application de l'accord de branche du 21 février 2008 visant les salariés statutaires. La mise en place du Plan d'Épargne Retraite Collectif (PERCO) du groupe EDF au périmètre France est prévue pour les premiers mois de l'année 2009. Les modalités de financement du régime de retraite supplémentaire comme la politique d'abondement du PERCO des IEG seront déterminées au niveau de chaque entreprise. Enfin, la négociation de branche sur les services actifs et la prise en compte de la spécificité des métiers devrait se poursuivre tout au long du premier semestre 2009.

L'impact sur les comptes de la réforme des retraites et de ses mesures d'accompagnement figure à la note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

## 17.8.2 Régime complémentaire maladie des IEG

Le statut des IEG a institué, pour les personnels actif et inactif de la branche, un régime spécial maladie, régime légal et obligatoire de sécurité sociale. Le régime est géré par des représentants du personnel élus et des retraités des IEG. Sa gestion, qui était assurée par les 106 Caisses Mutuelles Complémentaires et d'Action Sociale (CAS) et leur Comité de Coordination, a été progressivement transférée à la Caisse d'Assurance Maladie des IEG (CAMIEG). Le processus de réintégration des agents mis à disposition des CAS pour la gestion du régime spécial et qui ne souhaitaient pas être recrutés par la CAMIEG devrait être achevé à la fin du 1er trimestre 2009.

Le régime est placé sous la tutelle de l'État qui s'assure du respect des textes statutaires, fixe les règles, le niveau des cotisations et des prestations.

Créée au 1er avril 2007, la CAMIEG met progressivement en place ses services centraux et ses antennes régionales, ainsi que les partenariats avec le régime général. Depuis juillet 2008, la Caisse Primaire d'Assurance

Maladie des Hauts-de-Seine effectue le traitement des feuilles de soins pour le compte de la CAMIEG. Toutefois, celle-ci est confrontée à des difficultés de fonctionnement liées à la centralisation du régime et à la pénurie de personnel qualifié disponible sur ce domaine d'activité.

À la suite de discussions entre les partenaires de la branche professionnelle menées en plusieurs phases, la réglementation du régime a été modifiée une première fois en 2005 par les décrets du 15 février 2005 relatifs au financement, puis une seconde fois en 2007 par le décret du 30 mars 2007 relatif à l'organisation, la gestion et la gouvernance du régime. Depuis 2005, les employeurs ne participent plus au financement des prestations versées aux retraités.

En 2007, une négociation a été ouverte au niveau de la Branche Professionnelle, visant à mettre en place un régime supplémentaire de remboursement des frais de santé. Cette négociation est suspendue pendant la négociation de la réforme du régime spécial de retraite et de ses mesures d'accompagnement. Elle devrait reprendre en 2009.

# 17.9 Politique de rémunération

Pour attirer, motiver et fidéliser les compétences qui permettront de répondre à ses enjeux, EDF développe une politique de rémunération globale positionnant l'entreprise sur les bonnes pratiques observées dans les secteurs comparables.

Cette politique de rémunération globale porte sur :
- la reconnaissance des responsabilités des résultats obtenus : politique salariale ;
- la reconnaissance de la performance collective à travers l'intéressement ;
- l'offre d'épargne salariale et la politique d'abondement ;
- l'actionnariat salarié ;
- les avantages sociaux.

## 17.9.1 Politique salariale

Dans le respect de l'équilibre économique et des budgets fixés, la politique salariale est guidée par le souci de reconnaître de façon équitable la contribution de chacun à la réussite d'EDF.

Pour les cadres, la rémunération fixe annuelle est complétée par une part variable fondée sur la performance individuelle ; ce principe a été étendu à certains salariés OETAM (Ouvrier, Employé, Technicien et Agent de Maîtrise).

En 2008 pour EDF, le salaire brut annuel moyen était de 38 688 euros (base 13 mois) et respectivement de 23 660 euros, 31 941 euros et 53 287 euros pour les collèges exécution, maîtrise et cadre contre respectivement 24 087 euros, 31 021 euros et 52 236 euros (les données relatives à 2007 sont calculées sur un périmètre plus large comprenant ERDF).

Dans le contexte de la réforme du régime spécial de retraite des IEG, un accord de branche sur les mesures salariales a été signé le 29 janvier 2008. Il prévoit l'augmentation du salaire national de base de 0,2 % au 1er janvier 2007 et de 4,31 % au 1er janvier 2008 (dont 2,85 % au titre de l'intégration dans le salaire de la prime de compensation de cotisation retraite), le versement d'une prime uniforme, la revalorisation progressive de la grille des salaires entre le 1er janvier 2008 et le 1er janvier 2016, la revalorisation des salaires d'embauche des jeunes salariés du collège exécution (voir la note 3.1 aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2008). L'accord prévoit également des mesures visant à accompagner l'allongement des parcours professionnels par la création de deux échelons d'ancienneté supplémentaires avec une mise en place progressive d'ici 2012 et un déplafonnement de la grille des cadres par la création de quatre nouveaux niveaux de rémunération.

## 17.9.2 Intéressement

EDF met en place, via des accords triennaux, un intéressement pour ses salariés depuis plus de 20 ans.

Pour chaque bénéficiaire, l'intéressement est composé de trois parts basées sur des critères et des objectifs négociés au niveau de son unité, de sa direction et de l'entreprise.

Les salariés ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter au plan d'épargne du Groupe.

L'accord 2005-2007 a permis de verser en 2008 aux salariés d'EDF, d'ERDF et RTE-EDF Transport un montant de 160 millions d'euros au titre de l'exercice 2007. Dans ce montant est inclu, en application de l'article L. 3314-10 du Code du travail, un supplément d'intéressement collectif au titre de l'exercice 2007.

Le dernier accord signé en juin 2008 porte sur les années 2008 à 2010. Six critères de performance relatifs au Développement Durable ont été retenus pour le calcul de l'intéressement. Le montant de l'intéressement distribué aux salariés en 2009 dépendra pour la part nationale de l'atteinte des objectifs associés à ces critères. Par ailleurs, des dispositions particulières pour le calcul de l'intéressement ont été intégrées dans l'hypothèse où EDF viendrait à bénéficier, par décision des pouvoirs publics, du régime légal de participation. L'accord prévoit notamment une modération de l'intéressement versé dans cette hypothèse.

## 17.9.3 Plan d'Épargne Groupe

Le Plan d'Épargne Groupe (PEG) 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.

Le fonds ISR (Investissement Socialement Responsable) créé suite à l'accord du 30 mars 2008 va permettre aux adhérents du Plan Épargne Groupe d'EDF de placer leur épargne dans un fonds investissant exclusivement dans des sociétés qui respectent des critères sociaux, sociétaux, environnementaux et de gouvernance.

Six fonds communs de placement dont le FCPE en actions EDF et le fonds ISR sont désormais ouverts à la souscription ; ils totalisent un encours fin 2008 de 3,6 milliards d'euros. Les sommes issues de l'intéressement que les salariés affectent au PEG sont abondées à hauteur de 100 %, et les versements volontaires sont abondés à hauteur de 60 % à concurrence de 610 euros et à hauteur de 35 % pour les 610 euros suivants, le tout dans la limite du plafond légal.

En 2008, l'abondement total brut versé par EDF, ERDF et RTE-EDF Transport a été de 164 millions d'euros.

## 17.9.4 Participation des salariés aux résultats

À la date de dépôt du présent Document de Référence, EDF n'a mis en place aucun régime de participation, dans la mesure où elle ne figure pas sur la liste des entreprises publiques auxquelles s'applique la participation des salariés aux résultats de l'entreprise. En 2008, EDF a sollicité, auprès du Ministre de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi, son inscription sur la liste des entreprises publiques soumises à la participation.

## 17.9.5 Compte-épargne temps (CET)

Dans le cadre de l'agenda social, un accord CET a été signé le 2 avril 2008. Au-delà de la mise en conformité avec la Loi n° 2005-296 du 31 mars 2005, il assouplit les conditions d'utilisation de l'épargne sous forme de temps et introduit des possibilités de monétisation.

Au 31 décembre 2008, la valorisation des heures épargnées sur le compte-épargne temps des salariés d'EDF, d'ERDF et de RTE-EDF Transport s'élève à 404 millions d'euros.

## 17.9.6 Actionnariat salarié

Lors de l'ouverture du capital de la Société et plus particulièrement dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés conformément à la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et à la Loi n° 86-912 du 6 août 1986, 130 000 salariés et retraités du Groupe sont devenus actionnaires de la Société. La demande de souscription initiale a représenté 19,6 % du total de l'ouverture du capital, au-delà du plafond (15 %) fixé par la Loi. 83 % des souscripteurs ont été intégralement servis.

À l'issue de cette Offre Réservée aux Salariés, en France, 75 % des salariés d'EDF sont devenus actionnaires. Dans les filiales concernées par l'opération en Europe, particulièrement au Royaume-Uni, en Pologne et en Hongrie, le taux de souscripteurs atteint les 50 %, témoignant d'un fort attachement au groupe EDF.

Dans le cadre de la cession de 2,5 % du capital d'EDF du 3 décembre 2007, conformément à la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et à la Loi n° 86-912 du 6 août 1986, une Offre Réservée aux Salariés et aux anciens salariés a été proposée du 12 au 22 septembre 2008. L'offre portait sur environ 0,4 % du capital. Malgré un contexte particulièrement défavorable sur les marchés financiers et un prix affiché avant avantages supérieur au cours, l'offre a été souscrite en moyenne par un salarié sur deux d'EDF et de RTE-EDF Transport ainsi qu'un peu plus d'un sur trois au sein d'ERDF.

Les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 31 décembre 2008 plus de 36,6 millions de titres EDF, soit 2,01 % du capital social et 13,3 % du capital flottant. L'essentiel des titres détenus par les salariés le sont dans le cadre du Plan d'Épargne Groupe, avec une durée de blocage de 5 ans.

Suite à l'attribution par l'État, le 30 janvier 2009, d'actions gratuites à des souscripteurs de l'Offre Réservée aux Salariés de l'ouverture du capital, les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 30 janvier 2009 plus de 41,3 millions de titres EDF, soit 2,27 % du capital social.

## 17.9.7 Options de souscription et/ou d'achat d'actions

Néant.

## 17.9.8 Actions gratuites

L'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007 a adopté une résolution accordant au Conseil d'administration une délégation de compétence pour une durée de 12 mois aux fins de procéder à l'attribution gratuite d'actions ordinaires de la Société dans la limite de 0,2 % du capital social, au profit des membres du personnel ou des mandataires sociaux, ou certaines catégories d'entre eux, de la Société ou de sociétés ou groupements qui lui sont liés au sens de l'article L. 225-197-2 du Code de commerce.

Le Conseil d'administration du 30 août 2007 a arrêté la liste des bénéficiaires ainsi que le nombre d'actions attribué à chacun.

Le plan d'attribution gratuite d'actions, dénommé ACT 2007, porte sur l'attribution de 2 883 183 actions. C'est un plan pour l'ensemble des salariés du Groupe (à l'exception principalement des salariés d'EnBW et d'Edison), soit environ 150 000 bénéficiaires répartis dans 22 pays. Les modalités de répartition entre les bénéficiaires ont fait l'objet d'un accord collectif signé le 8 juin 2007 par 3 organisations syndicales. Cela représente en moyenne 19,2 actions par salarié bénéficiaire avec un minimum de 10 et un maximum de 50.

L'attribution définitive des actions le 31 août 2009 est soumise :

- à une condition de présence continue durant la période d'acquisition ; et
- à une condition de performance collective, à savoir, une progression pluriannuelle moyenne de l'EBITDA du Groupe (croissance hors effet de périmètre et à principes comptables constants sans prise en compte de la volatilité induite par l'application des normes IAS 32/39) d'au moins 3 % par an sur la période 2006-2008. Cette condition est réalisée au 31 décembre 2008.

# 18 Principaux actionnaires


**18.1** Répartition du capital et des droits de vote 232

**18.2** Marché des titres de la société 233

**18.3** Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 234


## 18.1 Répartition du capital et des droits de vote

Au 31 décembre 2008, la répartition du capital social d'EDF était la suivante :

| | Nombre d'actions | % du capital | % des droits de vote |
|---|---|---|---|
| État | 1 542 738 898 | 84,66 | 84,82 |
| Institutionnels et particuliers | 239 497 796 | 13,15 | 13,17 |
| Actionnariat Salarié | 36 672 396 (1) | 2,01 | 2,01 |
| Actions auto-détenues | 3 262 000 | 0,18 | - |
| **TOTAL** | **1 822 171 090** | **100,00** | **100,00** |

*(1) Ce nombre comprend d'une part 32 984 022 actions (représentant 1,81 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (dont 32 587 194 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 3 688 374 actions, représentant 0,20 % 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.*

Suite à l'attribution par l'État, le 30 janvier 2009, d'actions gratuites à des souscripteurs de l'Offre Réservée aux Salariés de l'ouverture du capital, les parts respectives de l'État et de l'Actionnariat Salarié au 30 janvier 2009 étaient les suivantes :

| | % du capital | % des droits de vote |
|---|---|---|
| État | 84,40 | 84,55 |
| Actionnariat Salarié | 2,27 (2) | 2,27 |

*(2) dont 2,02 % sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce.*

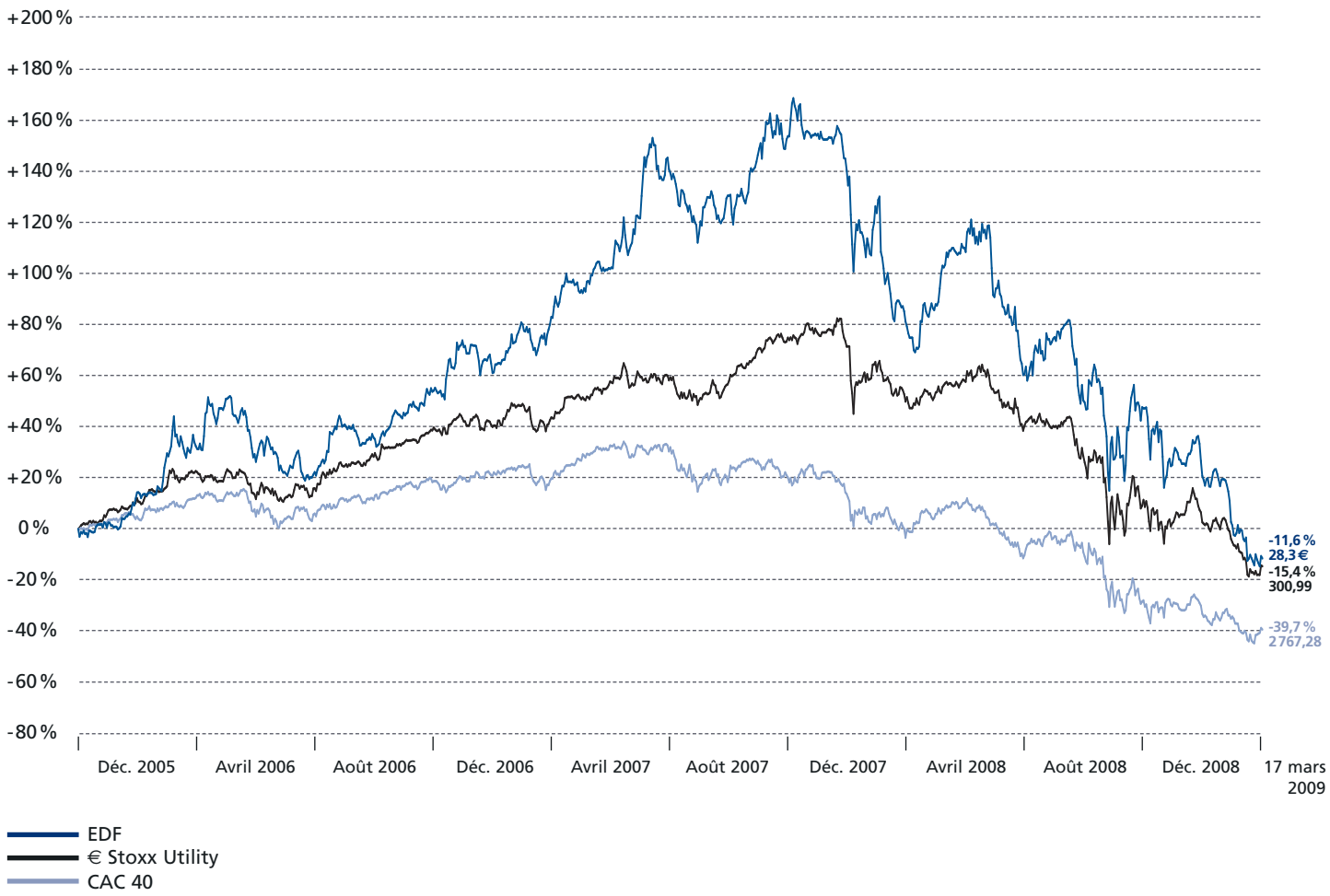
# 18.2 Marché des titres de la société

Depuis le 21 novembre 2005, les actions EDF sont admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext Paris SA.

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis cette date et jusqu'au 17 mars 2009 :

## Cours de l'action EDF depuis l'introduction en Bourse jusqu'au 17 mars 2009

(Source : Thomson Reuters)



Le tableau ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la société de janvier 2008 au 17 mars 2009 inclus :

| | Transactions | | Cours de clôture (en euros) | |
|---|---|---|---|---|
| Période de cotation | en millions de titres | en millions d'euros [1] | Plus haut | Plus bas |
| Janvier 2008 | 58,3 | 4 324 | 82,94 | 64,58 |
| Février 2008 | 54,4 | 3 651 | 74,00 | 61,75 |
| Mars 2008 | 54,6 | 3 173 | 60,87 | 54,37 |
| Avril 2008 | 48,0 | 2 956 | 67,20 | 58,22 |
| Mai 2008 | 34,8 | 2 386 | 71,10 | 66,70 |
| Juin 2008 | 37,1 | 2 389 | 70,57 | 59,17 |
| Juillet 2008 | 43,8 | 2 383 | 60,06 | 50,80 |
| Août 2008 | 35,9 | 2 005 | 58,40 | 53,35 |
| Septembre 2008 | 52,9 | 2 675 | 58,37 | 47,13 |
| Octobre 2008 | 60,4 | 2 576 | 50,53 | 36,85 |
| Novembre 2008 | 31,0 | 1 428 | 50,20 | 40,79 |
| Décembre 2008 | 33,7 | 1 374 | 44,57 | 37,26 |
| Janvier 2009 | 26,7 | 1 061 | 43,76 | 37,38 |
| Février 2009 | 39,7 | 1 315 | 38,35 | 30,51 |
| Mars 2009 | 23,3 | 654 | 28,81 | 27,31 |

*(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 : Thomson Financial.)*

## Année 2008

Au cours de l'année 2008, l'action EDF a baissé de 49,1 %, le CAC 40 de 42,7 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility de 38 %.

Au 31 décembre 2008, le cours de clôture de l'action EDF était de 41,50 euros (81,48 euros au 31 décembre 2007). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2008 a été de 36,86 euros le 10 octobre, et son cours de clôture le plus haut de 82,94 euros le 7 janvier.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2008 atteignait 75,6 milliards d'euros.

## Année 2009

Depuis le début de l'année 2009, et jusqu'au 17 mars 2009, l'action EDF a baissé de 31,8 %, le CAC 40 de 14,0 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility de 23,7 %.

Au 17 mars 2009, le cours de clôture de l'action EDF était de 28,29 euros (41,50 euros au 31 décembre 2008). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2009 jusqu'au 17 mars a été de 27,31 euros le 13 mars, et son cours de clôture le plus haut de 43,76 euros le 9 janvier.

La capitalisation boursière d'EDF au 17 mars 2009 atteignait 51,5 milliards d'euros.

# 18.3 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.

# 19 Opérations avec des apparentés


**19.1** Relations avec l'État 235

**19.2** Relations avec GDF Suez 236

**19.3** Relations avec le groupe Areva 236

**19.4** Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation 236


Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des « parties liées » au titre de l'exercice 2008 est indiqué à la note 40 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

## 19.1 Relations avec l'État

Au 31 décembre 2008, l'État détenait 84,66 % du capital social et des droits de vote d'EDF. Tel que mentionné à la section 4.2.4 (« Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe ») ci-dessus, les modifications du capital ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil de 70 %.

L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires. En particulier, l'État, en tant qu'actionnaire principal, peut, en pratique, déterminer l'issue du vote des actionnaires dans l'élection des administrateurs et plus généralement dans toute question soumise au vote de l'Assemblée générale.

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 dans la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec l'ensemble des 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.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe du groupe EDF conclu entre l'État et le groupe EDF le 27 juillet 2001 impose des procédures d'agrément préalable et d'information (préalable ou non) de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Par ailleurs, l'accord a mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les deux 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. Ainsi, après vérification des comptes, la Cour des comptes peut également demander communication de tous documents nécessaires à l'accomplissement de sa mission de contrôle, et entendre toute personne de son choix. Enfin, le décret-Loi du 30 octobre 1935 organisant le contrôle de l'État sur les sociétés, syndicats et associations ou entreprises de toute nature ayant fait appel au concours financier de l'État, permet au Ministre chargé de l'Économie de soumettre EDF aux vérifications de l'inspection générale des finances.

En outre, 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 la réglementation applicable et notamment des Lois n° 86-793 du 2 juillet 1986, n° 86-912 du 6 août 1986 et n° 93-923 du 19 juillet 1993. Enfin, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'Énergie. Cette programmation fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire. Pour plus de détails sur la programmation pluriannuelle des investissements de production, se reporter à la section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus.

L'État et EDF ont conclu le 24 octobre 2005 un contrat portant sur les missions de service public assignées à EDF (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus).

Par ailleurs, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessus), et notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et les certificats ouvrant droit à l'obligation d'achat, pour fixer les tarifs de vente réglementés, et pour fixer les tarifs de transport et de distribution ainsi que le montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité (« CSPE »).

Enfin, EDF fournit de l'électricité à différentes entités du secteur public : les administrations, les collectivités locales et les entreprises du secteur public. Ces entités sont aujourd'hui des clients éligibles pour lesquels EDF est en concurrence avec d'autres fournisseurs d'électricité. Certaines d'entre elles ont fait jouer leur éligibilité et ont changé de fournisseur.

## 19.2 Relations avec GDF Suez

EDF et Gaz de France ont été constitués sous la forme d'EPIC en application de la Loi du 8 avril 1946. L'article 5 de cette Loi prévoit que des conventions particulières peuvent être conclues entre les deux établissements publics pour l'organisation de services communs ou le transfert à l'un de ces établissements de services relevant de la compétence de l'autre établissement. En application de cette Loi, des entités communes avaient été créées au sein d'EDF et de Gaz de France : la Direction de la Distribution devenue EDF GDF Services, la Direction du Personnel et des Relations Sociales (« DPRS »), devenue le Centre National d'Expertise et des Relations Professionnelles (« CNERP ») et la Direction Informatique et Télécommunications (« DIT »).

La Loi du 9 août 2004 est venue modifier l'article 5 de la Loi de 1946 qui prévoit qu'EDF et Gaz de France, alors détenues toutes deux majoritairement par l'État, peuvent créer par convention des services communs. La création de tels services est obligatoire dans le secteur de la distribution pour :
- la construction des ouvrages ;
- la maîtrise d'œuvre des travaux ;
- l'exploitation et la maintenance des réseaux ;
- les opérations de comptage ;
- de manière générale, les autres missions afférentes à ces activités.

En outre, les services communs ainsi créés ont la possibilité de réaliser des prestations pour le compte de certains autres distributeurs.

L'article 27 de la Loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie est venue imposer la création d'un service commun aux deux filiales en charge respectivement de la distribution d'électricité et de gaz, non doté de la personnalité morale.

À la suite de la filialisation des activités de distribution, les deux filiales d'EDF (ERDF) et de Gaz de France (désormais, GDF Suez) (GrDF) partagent un service commun conformément au cadre légal. Pour plus de détails concernant l'organisation de ce service commun, voir section 6.2.2.2.4 (« Organisation d'ERDF ») ci-dessus.

Outre ce service commun, EDF et GDF Suez ne disposent, à ce jour, que d'un autre service comprenant du personnel mixte : la Direction Informatique et Télécommunications (« DIT »), entité mixte en charge de certains systèmes d'information.

Dans le cadre de la coopération entre EDF et GDF Suez au sein de la DIT, une convention de partenariat a été signée le 1er juillet 2004 afin de préciser la nature des missions ainsi que les modalités de gouvernance de cette entité commune.

## 19.3 Relations avec le groupe Areva

Voir section 4.3 (« Facteurs de dépendance »).

## 19.4 Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ces sociétés. EDF et EnBW ont notamment conclu un accord de coopération en 2001, qui prévoit les modalités de la coopération entre les deux sociétés. Ce contrat a été conclu pour une durée indéterminée et ne pouvait être résilié avant 2006.

EDF a également conclu des conventions de trésorerie avec les filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, EnBW et Dalkia), voir Chapitre 7 (« Organigramme — Relations contractuelles intra-groupe »).

Par ailleurs, EDF consent des garanties à certaines de ses filiales, qui figurent dans les engagements hors bilans consolidés du Groupe.

EDF, d'une part, et RTE-EDF Transport et ERDF, d'autre part, ont signé des contrats régissant leurs relations techniques et financières.

Les contrats conclus avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence concernent en particulier la vente et l'achat d'énergie.

# 20 Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur


**20.1** Informations financières historiques 237

**20.2** Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2008 344

**20.3** Honoraires des Commissaires aux comptes 346

**20.4** Politique de distribution de dividendes 347

**20.5** Procédures judiciaires et d'arbitrages 347

**20.6** Changement significatif de la situation financière ou commerciale 354


## 20.1 Informations financières historiques

En application de l'article 28 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent Document de Référence :

- les comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2006, établis selon les normes comptables internationales, ainsi que le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement à la section 20.1 (pages 197 à 289) et 20.2 (page 290) du Document de Référence 2006 ;
- les comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2007, établis selon les normes comptables internationales, ainsi que le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement à la section 20.1 (pages 214 à 315) et 20.2 (page 316) du Document de Référence 2007.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2008 (établis conformément aux normes IAS-IFRS) figurent ci-dessous.

# Comptes consolidés

## au 31 décembre 2008

Comptes de résultat consolidés 242
Bilans consolidés 243
Tableaux de flux de trésorerie consolidés 244
Variations des capitaux propres consolidés 245
Annexe aux comptes consolidés 246
Note 1 Référentiel comptable du Groupe 246
1.1 DÉCLARATION DE CONFORMITÉ ET RÉFÉRENTIEL COMPTABLE DU GROUPE 246
1.2 ÉVOLUTION DES PRINCIPES COMPTABLES AU 1ER JANVIER 2008 247
Note 2 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation 248
2.1 BASES D'ÉVALUATION 249
2.2 JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION DU GROUPE 249
2.3 MÉTHODES DE CONSOLIDATION 250
2.4 RÈGLES DE PRÉSENTATION DES ÉTATS FINANCIERS 251
2.5 MÉTHODES DE CONVERSION 251
2.6 PARTIES LIÉES 252
2.7 CHIFFRE D'AFFAIRES 252
2.8 IMPÔTS SUR LES RÉSULTATS 252
2.9 GOODWILL ET REGROUPEMENTS D'ENTREPRISES 253
2.10 AUTRES ACTIFS INCORPORELS 253
2.11 IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS, IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES 254
2.12 CONTRATS DE CONCESSION 255
2.13 ACTIVITÉS DE PROSPECTION, D'EXPLORATION ET DE PRODUCTION D'HYDROCARBURES 256
2.14 CONTRATS DE LOCATION 256
2.15 PERTES DE VALEUR DES GOODWILL OU DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES OU CORPORELLES 257
2.16 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS 257
2.17 STOCKS ET EN-COURS 260
2.18 CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS 261
2.19 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE 261
2.20 CAPITAUX PROPRES 261
2.21 ACTIONS PROPRES 261
2.22 PROVISIONS 262
2.23 AVANTAGES DU PERSONNEL 262
2.24 PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS 263
2.25 SUBVENTIONS D'INVESTISSEMENT 264
2.26 DÉPENSES ENVIRONNEMENTALES 265
2.27 RÉSULTAT NET PAR ACTION ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION 265
2.28 ACTIFS ET PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE ET ACTIVITÉS ABANDONNÉES 265
Note 3 Événements réglementaires survenus en France en 2008 266
3.1 RÉFORME DU RÉGIME DE RETRAITE DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES EN FRANCE 266
3.2 PROLONGATION DE LA DURÉE D'APPLICATION DU TARIF RÉGLEMENTÉ TRANSITOIRE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ (TaRTAM) 268
3.3 LOIS SRU UH (RELATIVES À LA SOLIDARITÉ ET AU RENOUVELLEMENT URBAIN – URBANISME ET HABITAT) 268
3.4 LOIS RELATIVES À L'EAU ET À LA FORCE HYDRAULIQUE 268
Note 4 Opérations majeures de croissance externe 269
4.1 BRITISH ENERGY 269
4.2 CONSTELLATION ENERGY GROUP (CEG) 272
Note 5 Autres opérations ou événements majeurs 273
5.1 ÉVÉNEMENTS SURVENUS EN 2008 273
5.2 ÉVÉNEMENTS ET TRANSACTIONS SIGNIFICATIFS SURVENUS AU COURS DE L'EXERCICE 2007 275
Note 6 Évolutions du périmètre de consolidation 276
6.1 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2008 276
6.2 ÉVOLUTIONS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION AU COURS DE L'EXERCICE 2007 276
Note 7 Informations sectorielles 277
7.1 INFORMATIONS PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE 277
7.2 PRODUITS PROVENANT DES VENTES À DES CLIENTS EXTERNES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE SUR LA BASE DE LA LOCALISATION DES CLIENTS 280
7.3 INFORMATIONS PAR SECTEURS D'ACTIVITÉ 280
Note 8 Chiffre d'affaires 281
Note 9 Achats de combustibles et d'énergie 281
Note 10 Autres consommations externes 282
Note 11 Obligations contractuelles et engagements 282
11.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS 282
11.2 ENGAGEMENTS DE LIVRAISON D'ÉLECTRICITÉ 284
11.3 GARANTIES ET ENGAGEMENTS RELATIFS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION 284
11.4 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE LOCATION SIMPLE 285
Note 12 Charges de personnel 286
12.1 CHARGES DE PERSONNEL 286
12.2 EFFECTIFS MOYENS 287
Note 13 Autres produits et charges opérationnels 287
Note 14 Prolongation du TaRTAM – Loi du 4 août 2008 288
Note 15 Pertes de valeur / reprises 289
Note 16 Autres produits et charges d'exploitation 289
Note 17 Résultat financier 290
17.1 COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT 290
17.2 CHARGE D'ACTUALISATION 290
17.3 AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS 291
Note 18 Impôts sur les résultats 292
18.1 VENTILATION DE LA CHARGE D'IMPÔT 292
18.2 RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE ET DE LA CHARGE D'IMPÔT EFFECTIVE 293
18.3 VENTILATION DES ACTIFS ET DES PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ PAR NATURE 294
18.4 DÉFICITS REPORTABLES ET CRÉDITS D'IMPÔT 294
18.5 IMPÔT CONSTATÉ EN CAPITAUX PROPRES 294
Note 19 Goodwill 295

Note 20 Autres actifs incorporels 296
20.1 AU 31 DÉCEMBRE 2008 296
20.2 AU 31 DÉCEMBRE 2007 296
Note 21 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 297
21.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE 297
21.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS) 297
Note 22 Immobilisations en concessions des autres activités 298
22.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS 298
22.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT) 298
Note 23 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 299
23.1 VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE 299
23.2 VARIATION DES IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE (HORS IMMOBILISATIONS EN COURS ET FINANCÉES PAR LOCATION-FINANCEMENT) 300
23.3 OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS EN MATIÈRE DE CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT 301
Note 24 Titres mis en équivalence 301
Note 25 Actifs financiers courants et non courants 302
25.1 RÉPARTITION ENTRE LES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS 302
25.2 VARIATION DES ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS HORS DÉRIVÉS 303
25.3 DÉTAIL DES ACTIFS FINANCIERS 303
25.4 JUSTE VALEUR DES ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI 305
25.5 ENGAGEMENTS LIÉS AUX INVESTISSEMENTS 306
Note 26 Stocks 307
Note 27 Clients et comptes rattachés 308
Note 28 Autres débiteurs 308
Note 29 Trésorerie et équivalents de trésorerie 309
Note 30 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 309
Note 31 Capitaux propres 310
31.1 CAPITAL SOCIAL 310
31.2 ACTIONS PROPRES 310
31.3 DISTRIBUTIONS DE DIVIDENDES 310
31.4 RÉSULTAT NET ET RÉSULTAT NET DILUÉ PAR ACTION 311
31.5 GESTION DU CAPITAL 311
Note 32 Provisions 312
32.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PROVISIONS 312
32.2 PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE 312
32.3 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS 315
32.4 SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME AU TITRE DES INSTALLATIONS NUCLÉAIRES D'EDF 317
32.5 AVANTAGES DU PERSONNEL 318
32.6 AUTRES PROVISIONS ET PASSIFS ÉVENTUELS 322
Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler 324
Note 34 Passifs financiers courants et non courants 324
34.1 RÉPARTITION COURANT / NON COURANT DES PASSIFS FINANCIERS 324
34.2 EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES 325
34.3 ENDETTEMENT FINANCIER NET 327
34.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET 328
34.5 GARANTIES SUR EMPRUNTS 328
Note 35 Gestion des risques financiers 329
Note 36 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 330
36.1 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR 330
36.2 COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE 330
36.3 COUVERTURE D'INVESTISSEMENTS NETS À L'ÉTRANGER 331
36.4 IMPACT DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE EN CAPITAUX PROPRES 331
36.5 COUVERTURE DE JUSTE VALEUR LIÉES AUX MATIÈRES PREMIÈRES 333
Note 37 Instruments dérivés non comptabilisés en couverture 334
37.1 DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION 334
37.2 DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION 335
37.3 CONTRATS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE 336
Note 38 Autres créditeurs 337
Note 39 Contribution des coentreprises 337
Note 40 Parties liées 338
40.1 TRANSACTIONS AVEC LES SOCIÉTÉS DU PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION 338
40.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT 339
40.3 RÉMUNÉRATION DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION 339
Note 41 Environnement 340
41.1 QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE 340
41.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE 340
41.3 CERTIFICATS D'ÉNERGIE RENOUVELABLE 340
Note 42 Événements postérieurs à la clôture 341
42.1 ATEL 341
42.2 BRITISH ENERGY 341
42.3 LANCEMENTS D'EMPRUNTS OBLIGATAIRES 341
42.4 CONSTRUCTION D'UN SECOND EPR 341
Note 43 Périmètre de consolidation 342

# Comptes de résultat consolidés

| *(en millions d'euros)* | Notes | 2008 | 2007 |
|---|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 8 | 64 279 | 59 637 |
| Achats de combustibles et d'énergie | 9 | (27 022) | (23 215) |
| Autres consommations externes | 10 | (10 258) | (9 797) |
| Charges de personnel | 12 | (10 476) | (9 938) |
| Impôts et taxes | | (3 171) | (3 236) |
| Autres produits et charges opérationnels | 13 | 2 083 | 1 759 |
| Prolongation du TaRTAM - Loi du 4 août 2008 | 14 | (1 195) | - |
| **Excédent brut d'exploitation** | | **14 240** | **15 210** |
| Dotations aux amortissements | | (5 713) | (5 628) |
| Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession | | (526) | (504) |
| (Pertes de valeur) / reprises | 15 | (115) | (150) |
| Autres produits et charges d'exploitation | 16 | 25 | 1 063 |
| **Résultat d'exploitation** | | **7 911** | **9 991** |
| Coût de l'endettement financier brut (1) | 17.1 | (1 657) | (1 605) |
| Charge d'actualisation | 17.2 | (2 797) | (2 632) |
| Autres produits et charges financiers (1) | 17.3 | 1 287 | 1 703 |
| **Résultat financier** | 17 | **(3 167)** | **(2 534)** |
| **Résultat avant impôts des sociétés intégrées** | | **4 744** | **7 457** |
| Impôts sur les résultats | 18 | (1 561) | (1 841) |
| Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence | 24 | 352 | 168 |
| Résultat net des activités en cours d'abandon | | - | 9 |
| **Résultat net consolidé** | | **3 535** | **5 793** |
| dont résultat net part des minoritaires | | 135 | 175 |
| **DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE** | | **3 400** | **5 618** |
| **Résultat net part du Groupe par action :** | | | |
| Résultat par action en euro | 31.4 | 1,87 | 3,08 |
| Résultat dilué par action en euro | 31.4 | 1,87 | 3,08 |

*(1) Un reclassement des montants présents au 31 décembre 2007 a été effectué afin de compenser le gain de change de 113 millions d'euros portant sur la dette finançant les filiales anglaises inscrit en coût de l'endettement financier brut avec les variations de juste valeur et le résultat de change relatifs à des instruments de couverture économiques de cette dette figurant dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » (voir note 17.3).*

# Bilans consolidés

| ACTIF *(en millions d'euros)* | Notes | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|
| Goodwill | 19 | 6 807 | 7 266 |
| Autres actifs incorporels | 20 | 3 076 | 2 421 |
| Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France | 21 | 41 213 | 39 982 |
| Immobilisations en concessions des autres activités | 22 | 26 957 | 27 151 |
| Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre | 23 | 39 245 | 37 808 |
| Titres mis en équivalence | 24 | 2 819 | 2 530 |
| Actifs financiers non courants | 25 | 18 103 | 15 805 |
| Impôts différés | 18 | 2 912 | 1 609 |
| **Actif non courant** | | **141 132** | **134 572** |
| Stocks | 26 | 9 290 | 8 678 |
| Clients et comptes rattachés | 27 | 19 144 | 16 100 |
| Actifs financiers courants | 25 | 15 329 | 14 876 |
| Actifs d'impôts courants | 18 | 992 | 376 |
| Autres débiteurs | 28 | 8 530 | 5 243 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 29 | 5 869 | 6 035 |
| **Actif courant** | | **59 154** | **51 308** |
| **Actifs détenus en vue de la vente** | 30 | **2** | **269** |
| **TOTAL DE L'ACTIF** | | **200 288** | **186 149** |

| PASSIF *(en millions d'euros)* | Notes | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|
| Capital | 31 | 911 | 911 |
| Réserves et résultats consolidés | | 22 147 | 26 299 |
| **Capitaux propres - part du Groupe** | | **23 058** | **27 210** |
| Intérêts minoritaires | | 1 784 | 1 586 |
| **Total des capitaux propres** | | **24 842** | **28 796** |
| Provisions pour aval du cycle nucléaire | 32.2 | 14 686 | 16 699 |
| Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs | 32.3 | 13 886 | 13 097 |
| Provisions pour avantages du personnel | 32.5 | 12 890 | 12 240 |
| Autres provisions | 32.6 | 1 953 | 2 002 |
| **Provisions non courantes** | 32.1 | **43 415** | **44 038** |
| Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants | 33 | 19 025 | 18 227 |
| Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France à renouveler | 33 | 19 491 | 18 730 |
| Passifs financiers non courants | 34.1 | 25 584 | 17 607 |
| Autres créditeurs | 38 | 5 628 | 5 624 |
| Impôts différés | 18 | 4 086 | 4 435 |
| **Passif non courant** | | **117 229** | **108 661** |
| Provisions | 32.1 | 4 722 | 4 696 |
| Fournisseurs et comptes rattachés | | 13 957 | 9 867 |
| Passifs financiers courants | 34.1 | 18 958 | 16 918 |
| Dettes d'impôts courants | | 383 | 391 |
| Autres créditeurs | 38 | 20 197 | 16 706 |
| **Passif courant** | | **58 217** | **48 578** |
| **Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente** | 30 | **-** | **114** |
| **TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF** | | **200 288** | **186 149** |

# Tableaux de flux de trésorerie consolidés

| *(en millions d'euros)* | Notes | 2008 | 2007 |
|---|---|---|---|
| **Opérations d'exploitation :** | | | |
| **Résultat avant impôt des sociétés intégrées** | | **4 744** | **7 457** |
| Pertes de valeurs / (reprises) | 15 | 115 | 150 |
| Amortissements, provisions et variation de juste valeur | | 4 673 | 6 130 |
| Produits et charges financiers | | 1 174 | 642 |
| Dividendes des sociétés consolidées par mise en équivalence | | 110 | 130 |
| Plus- ou moins-values de cession | | (245) | (860) |
| Variation du besoin en fonds de roulement | | (211) | (269) |
| **Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation** | | **10 360** | **13 380** |
| Frais financiers nets décaissés | | (1 068) | (921) |
| Impôts sur le résultat payés | | (1 720) | (2 237) |
| **Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles** | | **7 572** | **10 222** |
| **Opérations d'investissement :** | | | |
| Acquisitions / cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée) | 6 | (281) | 253 |
| Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles | 20, 21, 22, 23 | (9 703) | (7 490) |
| Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles | 20, 21, 22, 23 | 214 | 229 |
| Variations d'actifs financiers | 25 | (6 895) | 1 580 |
| **Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement** | | **(16 665)** | **(5 428)** |
| **Opérations de financement :** | | | |
| Émissions d'emprunts | 34 | 15 717 | 7 059 |
| Remboursements d'emprunts | 34 | (4 882) | (6 357) |
| Dividendes versés par EDF | 31.3 | (2 438) | (3 170) |
| Dividendes versés aux minoritaires | | (90) | (90) |
| Augmentation de capital souscrite par les minoritaires (1) | | 249 | 178 |
| Augmentation des passifs spécifiques des concessions | 33 | 285 | 238 |
| Subventions d'investissement | | 150 | 32 |
| Actions propres | | (180) | (6) |
| **Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement** | | **8 811** | **(2 116)** |
| **Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie** | | **(282)** | **2 678** |
| **Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture** | | **6 035** | **3 308** |
| Incidence des variations de change | | (79) | (42) |
| Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie | | 188 | 96 |
| Incidence des autres reclassements | | 7 | (5) |
| **TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE** | | **5 869** | **6 035** |

*(1) Dont EDF Énergies Nouvelles : 248 millions d'euros.*

# Variations des capitaux propres consolidés

| *(en millions d'euros)* | Capital | Réserves consolidées et résultat | Actions propres | Différences de conversion | Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers | Capitaux propres part du Groupe | Intérêts minoritaires | Total capitaux propres |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Capitaux propres au 31 décembre 2006** | **911** | **21 776** | **-** | **310** | **312** | **23 309** | **1 490** | **24 799** |
| Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente [1] : | | | | | | | | |
| - dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres | - | - | - | - | 493 | 493 | 1 | 494 |
| - dont variation de juste valeur transférée en résultat | - | - | - | - | (200) | (200) | - | (200) |
| Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture [2] : | | | | | | | | |
| - dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres | - | - | - | - | 720 | 720 | 1 | 721 |
| - dont variation de juste valeur transférée en résultat | - | - | - | - | 827 | 827 | - | 827 |
| Différences de conversion | - | - | - | (450) | - | (450) | 21 | (429) |
| **Résultat directement reconnu en capitaux propres** | **-** | **-** | **-** | **(450)** | **1 840** | **1 390** | **23** | **1 413** |
| Résultat | - | 5 618 | - | - | - | 5 618 | 175 | 5 793 |
| **Total des charges et produits de la période** | **-** | **5 618** | **-** | **(450)** | **1 840** | **7 008** | **198** | **7 206** |
| Dividendes distribués | - | (3 170) | - | - | - | (3 170) | (90) | (3 260) |
| Rachats d'actions propres | | | (38) | | | (38) | | (38) |
| Cessions d'actions propres | | | 32 | | | 32 | | 32 |
| Autres variations | | 42 | | 22 | 5 | 69 | (12) | 57 |
| **Capitaux propres au 31 décembre 2007** | **911** | **24 266** | **(6)** | **(118)** | **2 157** | **27 210** | **1 586** | **28 796** |
| Variations de juste valeur des actifs disponibles à la vente [1] : | | | | | | | | |
| - dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres | | | | | (2 284) | (2 284) | - | (2 284) |
| - dont variation de juste valeur transférée en résultat | | | | | (54) | (54) | - | (54) |
| Variations de juste valeur des instruments financiers de couverture [2] : | | | | | | | | |
| - dont variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres | | | | | (1 455) | (1 455) | (17) | (1 472) |
| - dont variation de juste valeur transférée en résultat | | | | | 247 | 247 | - | 247 |
| Différences de conversion [5] | | | | (1 528) | | (1 528) | (50) | (1 578) |
| **Résultat directement reconnu en capitaux propres** | **-** | **-** | **-** | **(1 528)** | **(3 546)** | **(5 074)** | **(67)** | **(5 141)** |
| Résultat | - | 3 400 | - | - | - | 3 400 | 135 | 3 535 |
| **Total des charges et produits de la période** | **-** | **3 400** | **-** | **(1 528)** | **(3 546)** | **(1 674)** | **68** | **(1 606)** |
| Dividendes distribués [3] | | (2 438) | | | | (2 438) | (91) | (2 529) |
| Rachats d'actions propres | | | (441) | | | (441) | - | (441) |
| Cessions d'actions propres | | | 261 | | | 261 | - | 261 |
| Autres variations [4] | | 136 | | 6 | (2) | 140 | 221 | 361 |
| **CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2008** | **911** | **25 364** | **(186)** | **(1 640)** | **(1 391)** | **23 058** | **1 784** | **24 842** |

*(1) Ces variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché ainsi qu'aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente. Elles concernent essentiellement EDF et EnBW. En 2008, elles reflètent les effets de la crise des marchés financiers (voir note 25.3.2).*

*(2) Ces variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture ainsi qu'aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Au 31 décembre 2007, la variation positive de 1 547 millions d'euros reflétait notamment le recyclage en résultat des contrats d'EDF Energy en cours à fin 2006 et arrivés à échéance en 2007. Au 31 décembre 2008, la variation négative de 1 208 millions d'euros s'explique essentiellement par le recyclage en résultat des contrats arrivés à échéance en 2008 et par l'évolution des prix observée en fin d'année sur les marchés de l'énergie qui a induit des variations de juste valeur sur les contrats de charbon, d'électricité et de produits pétroliers documentés en couverture principalement chez EDF, EDF Energy, EnBW et Edison pour (1 998) millions d'euros. Elle intègre également pour 563 millions d'euros l'effet des couvertures d'investissement net à l'étranger souscrites par EDF et EDF International.*

*(3) Dont : acomptes sur dividendes : 1 164 millions d'euros et solde du dividende 2007 : 1 274 millions d'euros.*

*(4) Les autres variations de capitaux propres de l'exercice 2008 incluent à hauteur de 248 millions d'euros l'augmentation de capital d'EDF Énergies Nouvelles souscrite par les minoritaires.*

*(5) Les différences de conversion de l'exercice concernent principalement la dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro.*

# Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés de la Société comprennent ceux de la Société et de ses filiales ainsi que la quote-part dans les coentreprises ou les entreprises associées (l'ensemble économique étant désigné comme le « Groupe »).

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2008 ont été établis sous la responsabilité du conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 11 février 2009. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'assemblée générale qui se tiendra le 20 mai 2009.

## Note 1 Référentiel comptable du Groupe

**1.1** Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 246

**1.2** Évolution des principes comptables au 1er janvier 2008 247

## 1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2008 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2008. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés de l'exercice 2008 sont présentés avec en comparatif l'exercice 2007 établi selon le même référentiel.

# 1.2 Évolution des principes comptables au 1er janvier 2008

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2008 sont identiques à celles utilisées par le Groupe au 31 décembre 2007.

En effet, deux textes ont été adoptés par l'Union européenne pour application en 2008 :

- l'interprétation IFRIC 11, intitulée IFRS 2 « Actions propres et transactions intra-groupe » qui avait été appliquée par anticipation dès 2007 ;
- l'amendement IAS 39 – IFRS 7 « Reclassement des actifs financiers » adopté par l'Union européenne le 16 octobre 2008 pour application possible dès le 1er juillet 2008, qui ne s'applique pas à EDF, donc n'a pas d'effet sur les comptes du Groupe.

S'agissant des normes adoptées par l'Union européenne en 2007 et 2008 et dont l'application n'est pas obligatoire en 2008, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation :

- la norme IAS 1 « Présentation des états financiers », version révisée ;
- la norme IFRS 8 « Segments opérationnels » ; cette norme, qui remplace IAS 14, impose de présenter la performance financière et les segments opérationnels de l'entité tels qu'ils sont régulièrement examinés par la direction ;
- l'amendement à la norme IAS 23 « Coûts d'emprunts » qui supprime l'option permettant de comptabiliser immédiatement en charges les coûts d'emprunts directement attribués à l'acquisition, la construction ou la production d'un actif qualifié et impose donc leur capitalisation dans les coûts de l'actif ;
- l'amendement à la norme IFRS 2 « Conditions d'acquisition des droits et annulations » ;
- l'interprétation IFRIC 13 « Programme de fidélité des clients » ;
- l'interprétation IFRIC 14 « IAS 19 – Limitation de l'actif au titre de prestations définies, obligations de financement minimum et leur interaction ».

Ces normes, amendements et interprétations seront d'application obligatoire à compter du 1er janvier 2009. Leur impact potentiel est en cours d'évaluation.

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les textes suivants qui doivent faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne en 2009 :

- IFRS 1 « Première application des normes IFRS », version révisée ;
- amendement à la norme IAS 27 « États financiers consolidés et individuels », version révisée ;
- amendements à IAS 32 et à IAS 1 intitulés « Instruments financiers remboursables par anticipation à la juste valeur et obligations liées à la liquidation » ;
- IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », version révisée ;
- amendements IFRS 1 – IAS 27 « Coûts d'un investissement dans une filiale, une entité contrôlée conjointement ou une entreprise associée » ;
- amendements à IAS 39 « Instruments financiers : comptabilisation et évaluation – Éléments couverts éligibles » ;
- IFRIC 12 « Accords de concession de services » (cette interprétation fait l'objet d'un développement spécifique en note 2.12.1) ;
- IFRIC 15 « Accords pour la construction d'un bien immobilier » ;
- IFRIC 16 « Couverture d'un investissement net dans une activité à l'étranger » ;
- IFRIC 17 « Distribution d'actifs non monétaires aux propriétaires » ;
- IFRIC 18 « Comptabilisation des actifs reçus des clients ».

L'impact potentiel de l'ensemble de ces normes, amendements et interprétations reste en cours d'évaluation.

# Note 2 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

**2.1** Bases d'évaluation 249
**2.2** Jugements et estimations de la Direction du Groupe 249
**2.3** Méthodes de consolidation 250
**2.4** Règles de présentation des états financiers 251
**2.5** Méthodes de conversion 251
**2.6** Parties liées 252
**2.7** Chiffre d'affaires 252
**2.8** Impôts sur les résultats 252
**2.9** Goodwill et regroupements d'entreprises 253
**2.10** Autres actifs incorporels 253
**2.11** Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles 254
**2.12** Contrats de concession 255
**2.13** Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures 256
**2.14** Contrats de location 256
**2.15** Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles 257
**2.16** Actifs et passifs financiers 257
**2.17** Stocks et en-cours 260
**2.18** Clients et comptes rattachés 261
**2.19** Trésorerie et équivalents de trésorerie 261
**2.20** Capitaux propres 261
**2.21** Actions propres 261
**2.22** Provisions 262
**2.23** Avantages du personnel 262
**2.24** Passifs spécifiques des concessions 263
**2.25** Subventions d'investissement 264
**2.26** Dépenses environnementales 265
**2.27** Résultat net par action et résultat net dilué par action 265
**2.28** Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées 265

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

# 2.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers et d'actifs financiers disponibles à la vente qui sont comptabilisés suivant la convention de la juste valeur.

Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 2.16.

# 2.2 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 l'évaluation des aléas positifs et négatifs 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 des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après. Toute modification d'hypothèses sur ces domaines pourrait avoir un impact significatif compte tenu de leur importance dans les états financiers du groupe EDF.

## 2.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une ré-estimation 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. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Le montant de ces provisions s'élève à 29 018 millions d'euros au 31 décembre 2008 (30 484 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Une modification des taux d'actualisation serait considérée comme un changement d'estimation au même titre qu'un changement d'échéancier de décaissement ou qu'un changement de devis dont les effets seraient enregistrés :

- sur les actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat dans les autres cas ;

et pourrait avoir un impact significatif sur les états financiers du Groupe.

## 2.2.2 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 aux hypothèses de taux d'actualisation et de taux d'augmentation des salaires ainsi qu'à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues.

Les provisions enregistrées à ce titre au 31 décembre 2008 s'élèvent à 13 719 millions d'euros (13 763 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Des analyses de sensibilité sont présentées en note 32.5.

## 2.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation de goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues 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.

La valeur nette des goodwill des filiales et coentreprises, au 31 décembre 2008, est de 6 807 millions d'euros (7 266 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## 2.2.4 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, dont la modification pourrait avoir un impact significatif sur les comptes.

### 2.2.5 Énergie et acheminement en compteurs

Comme précisé en note 2.7, les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. Ces statistiques et estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturée en date d'arrêté de comptes.

### 2.2.6 Évaluation des 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 privilégié, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation consistant à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité. 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 eu l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 2.24. 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 et de dates de décaissements.

### 2.2.7 Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché défini dans les lois du 7 décembre 2006 et du 4 août 2008, le Groupe retient différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume des clients souhaitant bénéficier du tarif d'ajustement, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et la quote-part de financement de ce dispositif par la contribution au service public de l'électricité (CSPE) à chaque date d'arrêté.

### 2.2.8 Autres jugements de la Direction

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses revêt également une importance particulière pour l'évaluation des montants de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) à recevoir au titre de l'exercice et pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

## 2.3 Méthodes de consolidation

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le contrôle exclusif est le pouvoir, direct ou indirect, de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entreprise afin de tirer avantage de ses activités. Il y a présomption de contrôle exclusif lorsque la détention, directe et indirecte, est supérieure à 50 % des droits de vote. Pour apprécier le contrôle, les droits de vote potentiels exerçables à la date de clôture, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Les coentreprises sont les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint et sont consolidées par la méthode de l'intégration proportionnelle, en fonction du pourcentage d'intérêt du Groupe. Le contrôle conjoint est le partage 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 accord conjoint.

Les entreprises associées désignent les entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %. Les entreprises associées sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence. Les titres mis en équivalence sont inscrits 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 sociétés mises en équivalence » du compte de résultat.

Les résultats des sociétés acquises au cours de l'exercice sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé du Groupe à compter de la date de prise de contrôle et ce, jusqu'à la date de transfert de ce contrôle en cas de cession.

Toutes les transactions significatives entre les sociétés consolidées, ainsi que les profits internes non réalisés, sont éliminés.

La liste des filiales, coentreprises et entreprises associées est présentée en note 43.

# 2.4 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 courants. Les autres actifs et passifs sont classés en courants d'une part, non courants 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 d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement donnés par une entité du groupe EDF sont présentés en « Autres créditeurs courants et non courants », en contrepartie du goodwill et des intérêts minoritaires.

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.

# 2.5 Méthodes de conversion

## 2.5.1 Monnaie de présentation des comptes

Les états financiers du Groupe sont présentés en euros qui est la monnaie fonctionnelle et la monnaie de présentation d'EDF. Toutes les données financières sont arrondies au million d'euros le plus proche.

## 2.5.2 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 peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions.

## 2.5.3 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 euro 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 « Différences de conversion ».

Les différences de change ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrites dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle elles sont inscrites en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

## 2.5.4 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 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.

## 2.6 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 EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

## 2.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie 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 :
- l'existence d'un contrat est acquise ;
- 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 livrée non relevée non facturée 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 sont comptabilisées nettes des achats.

Les participations financières perçues des clients par le Groupe lors de leur raccordement au réseau (« tickets de raccordement ») sont enregistrées en produits constatés d'avance et sont rapportées au chiffre d'affaires sur une période fonction de la durée de vie des actifs qu'elles ont contribués à financer ou sur la durée estimée des contrats clients.

## 2.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Les impôts exigibles et différés sont comptabilisés en résultat, ou en capitaux propres si ces impôts concernent des éléments imputés directement en capitaux propres.

La charge (le produit) d'impôt exigible 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, coentreprises et entreprises associées 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 réglé 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 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.

# 2.9 Goodwill et regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont constatés selon la méthode de l'acquisition telle que définie dans la norme IFRS 3. Le coût d'acquisition correspond à la juste valeur des actifs remis, des passifs encourus ou assumés et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur à la date de l'acquisition auxquels s'ajoutent les coûts annexes directement attribuables à l'acquisition.

## 2.9.1 Détermination des goodwill

Les goodwill représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprise et la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entité acquise à la date de prise de contrôle. 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 définitives au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

En cas d'acquisition d'intérêts minoritaires dans une filiale déjà consolidée par intégration globale, le Groupe enregistre en goodwill la différence entre le prix d'acquisition des intérêts minoritaires et la quote-part de situation nette acquise, sans procéder à la réévaluation des actifs et des passifs acquis.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans 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.

## 2.9.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill relatifs aux sociétés acquises antérieurement au 1er janvier 2004 ont été présentés au bilan, nets des amortissements constatés, conformément à l'option ouverte par la norme IFRS 1.

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales ou de coentreprises 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.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées 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 dans les sociétés mises en équivalence ».

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leurs coûts diminués des pertes de valeur constatées.

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de perte de valeur dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 2.15.

Lors de la cession de tout ou partie d'une entité du Groupe, la quote-part du goodwill attribuable à la cession est incluse dans le calcul du résultat de cession.

# 2.10 Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués de logiciels, de brevets et droits similaires, de droits d'exploitation et de frais de développement, et sont amortis linéairement selon leur durée d'utilité, en général comprise entre 1 et 5 ans.

Ils incluent également les quotas d'émissions de gaz à effet de serre acquis à titre onéreux, mais qui ne sont pas amortis.

## 2.10.1 Dépenses de recherche et de développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en actifs incorporels lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

## 2.10.2 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Le traitement comptable retenu par le Groupe est le suivant :

- les droits d'émissions acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ; lorsque les droits d'émission sont remis gratuitement dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ) par l'État concerné, ils n'apparaissent pas au bilan ;
- lorsque les émissions réalisées pour l'exercice d'une entité du Groupe sont supérieures aux droits alloués par l'État sous déduction des transactions effectives au comptant ou à terme et encore détenus au titre de l'exercice, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions. Cette 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. Cette provision est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

Les achats/ventes à terme de quotas 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.

### 2.10.3 Certificats d'énergie renouvelable

Pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable et n'étant pas en mesure de satisfaire cette obligation en fin d'exercice, le traitement comptable retenu par le Groupe est le suivant :

- les certificats obtenus dans la limite de l'obligation ne sont pas comptabilisés ;
- les certificats acquis à titre onéreux sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition ;
- une provision est constituée au prorata du déficit constaté à la date d'arrêté par rapport à l'obligation ramenée à la période considérée. 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 à l'État.

En l'absence d'obligation de commercialisation d'énergie renouvelable, les certificats reçus ou acquis pour revente sont comptabilisés en stocks.

## 2.11 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.

### 2.11.1 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 dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et pour les installations nucléaires le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés 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 2.22). Ainsi sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- et pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du traitement de ce combustible, ainsi que le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties au prorata de la durée de vie des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de l'actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant.

Cette approche concerne principalement les coûts des révisions décennales imposées réglementairement pour les centrales nucléaires ainsi que les coûts de grande révision programmée qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux révisions. Elle s'applique également à certaines pièces amorties sur leur durée propre.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

### 2.11.2 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.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

| | |
|---|---|
| • Barrages hydroélectriques : | 75 ans |
| • Matériel électromécanique des usines hydroélectriques : | 50 ans |
| • Centrales thermiques à flamme : | 30 à 45 ans |
| • Installations de production nucléaire : | 40 ans* |
| • Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : | 20 à 45 ans |

* Sous réserve de dispositions réglementaires plus restrictives dans certains pays.

# 2.12 Contrats de concession

## 2.12.1 Méthodes comptables

Le groupe EDF comptabilise les contrats public/privé selon les normes et interprétations IAS 16, IAS 17, IAS 18, IAS 37, IFRS 6, et IFRIC 4 en fonction des spécificités des contrats.

L'IFRIC a publié, en novembre 2006, l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ». Le processus d'adoption par l'Union européenne s'est poursuivi : l'*Accounting Regulatory Committee* a donné un avis favorable le 6 novembre 2008. L'adoption définitive est attendue en 2009.

Le Groupe a mené une analyse courant 2007 qui lui permet de considérer que lorsque l'interprétation s'appliquera, elle aura un impact limité sur son bilan et son compte de résultat.

## 2.12.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois 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.

### 2.12.2.1 LES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

#### CADRE GÉNÉRAL

Depuis la loi du 8 avril 1946, 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 d'EDF puisse un jour être remis en cause.

Ces contrats d'une durée de 20 à 30 ans relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 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 EDF dans le cadre de contrats de concession de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne dédiée 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.

### 2.12.2.2 LES CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

Les contrats de concession de Forces Hydrauliques relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret. Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité.

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition. Les évolutions réglementaires récentes liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession (voir note 3.4) conduiront à des changements d'estimation qui seront mis en œuvre dans les comptes sur l'exercice 2009.

### 2.12.2.3 LA CONCESSION DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT

La loi du 10 février 2000 a confié à un service indépendant au sein d'EDF la charge de gérer le réseau public de transport de l'électricité. Ce service a été filialisé, à compter du 1er janvier 2005, sous le nom de RTE EDF Transport, société intégrée globalement.

Un nouveau cahier des charges type de concession du réseau public de transport a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. L'avenant à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport du réseau public de transport d'électricité a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051.

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE EDF Transport. Ils sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités ».

## 2.12.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger sont différentes selon les contrats et les législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités », à l'exception des droits de prospection et des dépenses associées à la découverte de ressources minérales qui figurent en immobilisations incorporelles. Les principaux pays concernés sont les suivants :

**– Le Royaume-Uni**

EDF Energy est propriétaire de réseaux de distribution publique d'électricité. La filiale détient un monopole sur la zone géographique définie dans la licence et le réseau peut être cédé à sa juste valeur. Les licences peuvent être révoquées, en cas de manquement aux obligations de la licence de distribution, avec un préavis de 25 ans.

**– L'Allemagne**

Les réseaux de distribution dont EnBW est le concessionnaire lui appartiennent pour la durée de la concession. En cas de non-renouvellement de concession, EnBW peut céder le réseau à sa juste valeur ou à la valeur de remplacement amortie.

– L'Italie

Edison 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. Il est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont gratuitement cessibles à l'échéance de la concession, par exemple les conduites.

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 (note 2.13).

Les actifs relatifs aux sociétés d'exploration-production ainsi que les concessions d'hydrocarbures d'Edison sont amortis selon la méthode de l'unité de production ; les dépenses qui sont associées à la découverte de ressources minérales spécifiques sont amorties sur l'exercice.

# 2.13 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 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 où ils sont exposés.

Les coûts de développement associés aux puits exploitables commercialement 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 à l'unité de production (UOP – « unit of production method »).

# 2.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition 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.

## 2.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au Groupe 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 leur durée de vie ;
- 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 rattachés aux rubriques d'immobilisations concernées, avec pour contrepartie une dette financière ; ils sont amortis sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

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.

## 2.14.2 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 paiements effectués au titre de ces contrats sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat.

## 2.14.3 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 d'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, dès lors que le preneur bénéficie d'une part substantielle de la production de l'actif et que le paiement n'est pas dépendant de la production ou du prix du marché.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés en 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.

# 2.15 Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles

Le Groupe apprécie, à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire, s'il existe un indice montrant qu'un goodwill ou un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est effectué selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'unités génératrices de trésorerie, et leur valeur recouvrable.
  Les Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition. Le Groupe a retenu comme Unité Génératrice de Trésorerie (UGT), soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilés le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT).
  La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité déterminée par référence aux flux futurs de trésorerie nets actualisés issus des prévisions financières à moyen terme. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ;
- les 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 ; ils sont déterminés par zone économique, géographique et par activité le cas échéant. Le taux d'actualisation avant impôt est calculé par un processus itératif à partir des taux après impôt ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme sur trois ans et des hypothèses validées par le Groupe. Les variables susceptibles d'influencer significativement les calculs sont :
  - les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché,
  - les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché,
  - les niveaux de marché et la part de marché sur les offres ainsi que le niveau d'investissement,
  - la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions,
  - les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

# 2.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations non consolidés, actifs dédiés et autres titres de placement), 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 actifs dédiés sont des actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan (voir notes 25.3.2.1 et 32.4). Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers du Groupe eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés, constitués par le Groupe pour son usage exclusif.

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 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.

## 2.16.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenus au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;
- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

### 2.16.1.1 ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATIONS DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération car :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- ou il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- ou 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 leur coût d'acquisition y compris frais accessoires d'achat. 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 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 sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des autres contrats de matières premières qualifiés de dérivés sont classées en « Chiffres d'affaires » ou en « Achats de combustibles et d'énergie » selon la nature du sous-jacent ou du risque couvert par ces dérivés.

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « Juste valeur sur option » dans les 3 cas suivants :

(1) élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
(2) 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 ;
(3) 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.

### 2.16.1.2 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.

### 2.16.1.3 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 provision pour dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

### 2.16.1.4 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans des sociétés non consolidées, les fonds réservés ainsi que les titres de placement. Ils sont comptabilisés au coût d'acquisition à leur date de transaction, puis en date d'arrêté comptable à leur 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. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

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 (voir note 2.16.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers sur actifs financiers disponibles à la vente ».

### 2.16.1.5 DETTES FINANCIÈRES ET DETTES D'EXPLOITATION

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette financière. La juste valeur de la dette est calculée par actualisation des flux futurs au taux de marché.

### 2.16.1.6 INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

#### 2.16.1.6.1 CHAMP D'APPLICATION

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par 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.

Dans ce cadre, le Groupe considère 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 séparé en comptabilité, en date de la mise en place du contrat.

#### 2.16.1.6.2 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 d'EDF Trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

#### 2.16.1.6.3 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.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

(1) 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 % ;

(2) en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;

(3) l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;

(4) l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

Le Groupe applique les typologies de couverture suivantes :

##### (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.

##### (B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables où les variations de flux de trésorerie générés 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 étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie 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.

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 étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois, dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

Le Groupe enregistre la variation de valeur liée à l'effet taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres au même titre que la variation de valeur liée au change.

## 2.16.2 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.

### 2.16.2.1 ACTIFS FINANCIERS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur 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 charges financières » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, elle est reprise en résultat.

### 2.16.2.2 ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE

S'il existe une baisse significative ou durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. 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'elle motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

### 2.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

### 2.16.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe n'a pas le contrôle des fonds communs de créances issus des opérations de titrisation, ils sont exclus du périmètre de consolidation. Dans le cas contraire, la contrepartie de la trésorerie reçue est portée en « Autres dettes ».

## 2.17 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks de négoce qui sont évalués à leur valeur de marché. Le coût des stocks est déterminé 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.

### 2.17.1 Matières et combustibles nucléaires

Les stocks de matières et de combustibles nucléaires sont constitués de matières fissiles aux différents stades d'élaboration et du combustible en réacteur et en magasin. Le cycle de fabrication des combustibles nucléaires est supérieur à un an.

Les matières et combustibles nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement…).

Du fait de la prise en compte de la notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, en France, le coût des stocks pour les combustibles engagés en réacteur et non encore irradiés 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 charges financières engendrées par le financement des stocks de combustibles nucléaires sont enregistrées en charges de période.

Les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication des combustibles, dont la durée est supérieure à un an, et les combustibles nucléaires, qu'ils soient en magasin ou en réacteur, sont enregistrés dans les comptes de stocks.

Les stocks de combustibles nucléaires sont évalués selon la méthode dite du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

Le Groupe ne valorise pas l'uranium issu du traitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. 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.

### 2.17.2 Matières et autres stocks d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects.

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

### 2.17.3 Certificats d'énergie renouvelable

Les certificats d'énergie renouvelable obtenus ou acquis et ne devant pas être restitués à l'État dans le cadre d'une obligation réglementaire sont comptabilisés en « Autres stocks ».

## 2.18 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 provision pour dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, basée 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.

Cette rubrique enregistre également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une provision est constituée pour faire face au risque potentiel de non-recouvrement.

## 2.19 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 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 résultat dans la rubrique « Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie ».

## 2.20 Capitaux propres

### 2.20.1 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.

### 2.20.2 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.

## 2.21 Actions propres

Les actions propres sont des titres d'autocontrôle émis par l'entreprise consolidante 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 de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

# 2.22 Provisions

Les provisions sont comptabilisées par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

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.

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.

Dans des 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.

Les provisions 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 pour l'ensemble du combustible (en France, la provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit leur degré d'irradiation ; la provision couvre également les charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires) ;
- 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 pertes futures relatives à 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 de l'électricité,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques du pays dans lequel est située l'entité économique.

Pour la France, le Groupe retient un taux d'actualisation sur la base de séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières dans la ligne « Charges d'actualisation ».

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). Chacun de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

# 2.23 Avantages du personnel

Les salariés du Groupe bénéficient, suivant les réglementations locales et certaines dispositions spécifiques comme la réglementation statutaire pour les entreprises relevant du régime des Industries électriques et gazières (IEG), d'avantages pendant leur durée d'activité et d'inactivité.

## 2.23.1 Engagements concernant les retraites et 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.

Les engagements d'EDF et des filiales françaises relevant du régime des IEG sont décrits dans la note 32.5.2.2 pour chacun de ces engagements.

## 2.23.2 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 Industries électriques et gazières pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. Ils sont décrits dans la note 32.5.3 de la présente annexe.

### 2.23.3 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 en matière de retraites, avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi, pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des 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 ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- les reversions 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 ;
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements, déterminé suivant la norme IAS 19, comme le taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, le taux des obligations d'État, à la clôture, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les engagements de retraite, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Pour les retraites et 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.

Dans le cadre de la préparation du bilan d'ouverture en IFRS à la date de transition (1er janvier 2004) et conformément à la norme IFRS 1, les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel, non comptabilisés selon la règle du « corridor », ont été comptabilisés en provision « Avantages du personnel », en contrepartie des réserves de consolidation.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels provenant essentiellement de la variation du taux d'actualisation ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs ;
- la charge ou le produit lié aux modifications des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

### 2.23.4 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation en vigueur en France, les salariés d'un groupe français peuvent bénéficier de mesures d'attribution d'actions. Ainsi, l'article 11 de la loi de privatisation de 1986 et l'article 26 de la loi du 9 août 2004 prévoient qu'une cession par l'État, d'une part du capital d'une entreprise publique, doit être accompagnée d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés. De même, l'entreprise peut mettre en oeuvre 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.

## 2.24 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité en France.

Ces passifs représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges sont décomposés, à compter du 1er janvier 2007, 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 sous les rubriques suivantes :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêté des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession ; les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre valeur de remplacement réappréciée chaque année en date de clôture et valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ceci conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps.

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.

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 calculé en date de clôture et la valeur d'origine (*cf. supra*),
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

L'évaluation de ces passifs est sujette à des aléas, entre autres, en termes de coûts et de dates de décaissements.

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.

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 2 % 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 4,5 % compte tenu d'une duration moyenne de 8 ans ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts d'une telle actualisation pour l'exercice 2008 :

**– Impact sur le compte de résultat**

| *(en millions d'euros)* | 2008 |
|---|---|
| Résultat d'exploitation | 475 |
| Résultat financier | (525) |
| Résultat avant impôt | (50) |

**– Impact bilan – capitaux propres**

| *(en millions d'euros et avant impôt)* | 2008 |
|---|---|
| À l'ouverture | 1 820 |
| À la clôture | 1 770 |

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est comme la précédente soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est, de plus, sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

## 2.25 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif dans la rubrique « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

## 2.26 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires 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 sous trois rubriques :

- 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 au bénéfice de tiers, sans contrepartie au moins équivalente attendue de ceux-ci après la clôture des comptes ;
- 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.

## 2.27 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 est modifié 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.).

## 2.28 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités abandonnées

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan. Le résultat des activités abandonnées est présenté en un seul montant après impôt au compte de résultat.

# Note 3 Événements réglementaires survenus en France en 2008

3.1 Réforme du régime de retraite des Industries électriques et gazières en France 266

3.2 Prolongation de la durée d'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) 268

3.3 Lois SRU UH (relatives à la solidarité et au renouvellement urbain – urbanisme et habitat) 268

3.4 Lois relatives à l'eau et à la force hydraulique 268

## 3.1 Réforme du régime de retraite des Industries électriques et gazières en France

### 3.1.1 Présentation de la réforme

Le décret relatif au régime spécial de retraite des agents des Industries électriques et gazières (IEG), publié au journal officiel le 22 janvier 2008, est venu, conformément au Document d'Orientation sur les Retraites du 10 octobre 2007, apporter les premières modifications au régime spécial de retraite des agents des IEG.

Les principales dispositions de ce décret concernent :
- l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à une pension à taux plein, qui est portée à 40 ans en 2012, son évolution étant par la suite identique à celle du régime des fonctionnaires d'État ;
- la mise en place d'une décote et d'une surcote des taux de pension. La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. À l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions ;
- l'indexation des pensions sur l'inflation et non plus sur le Salaire National de Base (SNB) à compter du 1er janvier 2009.

Ce décret, qui est entré en vigueur au 1er juillet 2008, est complété par les décrets du 27 juin 2008, du 2 juillet 2008 et du 20 octobre 2008 qui traitent, entre autres points, de l'instauration d'un minimum de pension, des avantages familiaux et conjugaux, de la fixation de la limite d'âge de départ en retraite à 65 ans, de la fin de la fixation de l'âge de départ en inactivité à l'initiative de l'employeur et de la levée dans certaines conditions de la « clause des 15 ans », 15 ans représentant avant cette réforme, la durée minimale exigée pour bénéficier d'une pension de retraite des IEG.

Ces décrets modifient le statut des agents des Industries électriques et gazières.

Dans le cadre de cette réforme et selon les principes posés par le Document d'Orientation sur les retraites, un accord a, par ailleurs, été signé le 29 janvier 2008 pour la branche des IEG. Il prévoit les principales mesures d'accompagnement suivantes :
- des dispositions relatives aux salaires des agents : une augmentation du Salaire National de Base de 4,31 % au 1er janvier 2008, applicable aux agents actifs comme inactifs, qui se combine pour les agents actifs avec la suppression de la Prime de Compensation de la Cotisation Retraite de 2,85 %, et une revalorisation de la grille des salaires qui comprend également une revalorisation des niveaux d'embauche pour les agents d'exécution ;
- des premières dispositions en lien avec l'allongement des parcours professionnels comme la création de deux échelons d'ancienneté supplémentaires ou la modification du barème des indemnités de départ en inactivité.

Au cours du second semestre 2008, comme prévu dans le Document d'Orientation, les négociations ont continué sur certaines mesures d'accompagnement.

Ainsi, des accords de branche et d'entreprises ont été finalisés concernant la prévoyance et la mise en place d'un régime de retraite supplémentaire pour les agents bénéficiant du régime statutaire des IEG. Ces accords prennent effet au 1er janvier 2009 et ne génèrent pas d'engagement complémentaire pour le Groupe.

D'autres accords sont encore en discussion et concernent, entre autres points, la prise en compte de la spécificité des métiers ou la couverture maladie supplémentaire. Ces accords restent à finaliser sur 2009 et les incidences financières correspondantes seront comptabilisées, le cas échéant, lors de la conclusion de ces accords.

## 3.1.2 Mode de comptabilisation

Le traitement comptable retenu a conduit à considérer que :

- les textes liés à la réforme du régime des retraites et les mesures d'accompagnement décidées constituent un ensemble cohérent. Leurs incidences sur les obligations du Groupe doivent, en conséquence et en application de la norme IAS 19 « Avantages au personnel », être comptabilisées comme une seule modification de régime pour les différents engagements envers le personnel, qu'il s'agisse d'engagements à long terme ou d'engagements postérieurs à l'emploi, y compris ceux pour lesquels les impacts de ces mesures sont indirects ;
- la date de prise d'effet de l'intégralité de ces mesures a été fixée au 1er janvier 2008.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les impacts de la réforme et des mesures d'accompagnement sont enregistrés dans le compte de résultat :

- en une fois, au 1er janvier 2008, pour les engagements relatifs aux droits acquis, car correspondant à une modification du coût des services passés ;
- étalés sur la durée résiduelle d'acquisition des droits pour les engagements relatifs aux droits non acquis ;
- en coût des services rendus pour les droits qui seront acquis à compter de la date de la réforme.

Pour les avantages à long terme, visés de manière indirecte dans les mesures d'accompagnement, l'impact des modifications est enregistré directement dans le résultat de la période.

## 3.1.3 Impact global de la réforme des retraites et des mesures d'accompagnement sur le résultat

Les nouvelles évaluations des engagements de retraites et des autres « engagements mutualisés » en date du 1er janvier 2008 pour les entreprises de la branche IEG ont été effectuées par la Caisse nationale des Industries électriques et gazières.

Suivant les hypothèses prises pour les calculs, le groupe EDF a considéré que les agents relevant des IEG modifieraient leur comportement de manière à prolonger leur activité à due concurrence du délai nécessaire à l'acquisition de la totalité de leurs droits afin de ne pas être pénalisés par une éventuelle décote. En revanche, il n'a pas été fait l'hypothèse d'une modification de comportement en vue de l'obtention d'une surcote éventuelle liée à un allongement de la durée d'activité au-delà de la nouvelle durée légale de 40 ans.

Le comportement réel des agents pourrait, le cas échéant, avoir une incidence sur les états financiers si ce dernier dérivait des hypothèses considérées.

#### – Impact sur les engagements de retraite au 1er janvier 2008

Les impacts doivent être différenciés suivant les secteurs d'activité des agents (régulé / non régulé) et selon la période d'acquisition des droits à retraite.

Concernant les droits spécifiques des secteurs régulés (transport et distribution) acquis avant le 1er janvier 2005, la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) assure, en principe, le financement de ces droits, y compris les impacts de la réforme et des mesures d'accompagnement, à l'exception de l'impact résultant de la création des deux échelons complémentaires, considéré par le Groupe comme pouvant être constitutif d'une dérive au sens de l'article 18 de la loi du 9 août 2004. Ce coût supplémentaire restant à la charge des entreprises concernées, le Groupe a comptabilisé une provision pour dérive en contrepartie de la rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » pour 251 millions d'euros.

Pour les droits spécifiques des secteurs non régulés (commercialisation et production) acquis jusqu'au 31 décembre 2007 et les droits spécifiques des secteurs régulés acquis entre le 1er janvier 2005 et le 31 décembre 2007, les impacts de la réforme sont comptabilisés au compte de résultat en une fois au 1er janvier 2008, date de mise en place de la réforme dans les « Autres produits et charges d'exploitation » pour un produit de 409 millions d'euros hors provision liée à la dérive.

Pour les droits spécifiques acquis à compter du 1er janvier 2008, qu'ils concernent les secteurs régulés ou non régulés, les dotations annuelles correspondant au coût des services rendus sont modifiées dès le 1er janvier 2008 et sont enregistrées en charges de personnel.

#### – Impact sur les engagements au personnel autres que les retraites au 1er janvier 2008

Le traitement comptable des autres engagements au personnel suit celui retenu pour les engagements de retraite. Ainsi, quand les conséquences financières des mesures prises viennent modifier les droits acquis, elles sont comptabilisées en une fois en 2008 au compte de résultat dans les « Autres produits et charges d'exploitation ». L'impact de la réforme des retraites et des mesures d'accompagnement sur les engagements au personnel autres que les retraites est une charge de 42 millions d'euros.

En complément des impacts sur les engagements au personnel, la réforme des retraites et les mesures d'accompagnement ont pour conséquence une augmentation des charges du premier semestre 2008.

En premier lieu, l'une des mesures d'accompagnement liée à la suppression de la Prime de Compensation de la Cotisation Retraite est le versement d'une prime par agent, qui constitue une charge de 81 millions d'euros sur le résultat de l'exercice, comptabilisée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

Par ailleurs, l'impact des différentes mesures prises lors de cette réforme conduit à une augmentation des charges de personnel récurrentes de 150 millions d'euros sur l'exercice 2008. Cette augmentation correspond principalement aux effets des mesures salariales sur les charges de personnel.

Ainsi, l'impact de la réforme des retraites et des mesures d'accompagnement sur le résultat avant impôt de l'exercice 2008 peut se résumer comme suit :

*(en millions d'euros)*

| | |
|---|---|
| Impact sur les charges de personnel | (150) |
| **Impact sur l'excédent brut d'exploitation** | **(150)** |
| Droits spécifiques passés du non régulé et droits spécifiques acquis à compter du 01.01.2005 | 409 |
| Droits spécifiques passés du régulé (dérive) | (251) |
| Engagements autres que les retraites | (42) |
| Mesure d'accompagnement : prime | (81) |
| **Impact sur les autres produits et charges d'exploitation (1)** | **35** |
| **Charges financières (actualisation)** | **7** |
| **IMPACT SUR LE RÉSULTAT 2008** | **(108)** |

*( ) Impact négatif.*

*(1) Selon les différentes catégories de mesures, l'allongement de la durée d'activité, a un impact positif de 1 916 millions d'euros, alors que les mesures d'accompagnement représentent une charge de 1 549 millions d'euros, à laquelle il convient de rajouter la provision constituée au titre de la dérive pour 251 millions d'euros et la prime pour 81 millions d'euros.*

## 3.2 Prolongation de la durée d'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

La loi n° 2008-776 de modernisation de l'économie du 4 août 2008 prolonge le dispositif du TaRTAM jusqu'au 30 juin 2010.

Outre la prolongation du dispositif du TaRTAM, cette loi prévoit également de permettre à tout consommateur final de bénéficier de ce tarif, quand bien même il ne bénéficierait pas actuellement du TaRTAM.

Cette prolongation entraîne un complément de provisions sur les comptes 2008 de 1 263 millions d'euros au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité en 2009 et 2010, partiellement compensé à hauteur de 68 millions d'euros par les refacturations attendues auprès de partenaires dans des centrales nucléaires, pour lesquels ces charges sont répercutées.

## 3.3 Lois SRU UH (relatives à la solidarité et au renouvellement urbain – urbanisme et habitat)

Les textes d'application des articles des lois SRU (Solidarité Renouvellement Urbain) et UH (Urbanisme et Habitat) relatifs aux opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité prévoient la mise en œuvre d'un nouveau dispositif dont les principales caractéristiques sont les suivantes :

- définition des opérations de raccordement avec distinction de la partie extension et de la partie branchement ainsi qu'identification précise des bénéficiaires (collectivités en charge de l'urbanisme et clients raccordés) ;
- établissement d'un barème de prix unique pour la facturation de l'ensemble des opérations de raccordement ;
- prise en charge directement en dedans du tarif d'acheminement d'une partie du prix de raccordement par le biais de taux de réfaction applicables aux prix du barème.

Un barème de prix a été proposé à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui l'a approuvé. Ces nouvelles dispositions ont été précisées dans l'arrêté publié le 20 novembre 2008, qui entrera en vigueur le 1er janvier 2009. Les contributions reçues en application de ce texte seront comptabilisées en chiffre d'affaires.

## 3.4 Lois relatives à l'eau et à la force hydraulique

L'article 7 de la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant, institué par la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.

L'article 33 de la loi n° 2006-1771 du 30 décembre 2006 de finances rectificative pour 2006 prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié du contrat, sans que cette durée puisse être inférieure à 10 ans, et à l'exclusion de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession.

Le décret d'application n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 apporte notamment des précisions sur les modalités d'indemnisation des travaux effectués lors de la deuxième moitié de la concession et réalisés antérieurement à la publication du décret. Le concessionnaire dispose d'un délai de 4 mois à compter de la publication du décret pour proposer à l'agrément du ministre les dépenses qui seront indemnisées à la fin du contrat de concession.

Lorsque les dépenses auront été définitivement agréées par l'administration, l'entreprise procédera alors aux ajustements nécessaires dans les comptes, et notamment à l'amortissement accéléré sur la durée résiduelle du contrat de la valeur nette comptable des ouvrages remis gratuitement en fin de concession.

# Note 4 Opérations majeures de croissance externe


**4.1** British Energy 269

**4.2** Constellation Energy Group (CEG) 272


## 4.1 British Energy

### 4.1.1 Historique des opérations et prise de contrôle de British Energy

EDF et British Energy ont annoncé le 24 septembre 2008 avoir conclu un accord sur les termes de l'offre publique envisagée par Lake Acquisitions Ltd, filiale à 100 % du groupe EDF, pour l'acquisition de l'intégralité des actions émises ou à émettre du groupe British Energy, à l'exception de l'Action Spéciale détenue par le gouvernement britannique. Dans ce cadre, Lake Acquisitions Ltd a acquis, le 24 septembre 2008, 274 288 774 actions de British Energy au prix de 774 pence par action représentant environ 26,5 % du capital existant pour un montant total de 2 123 millions de livres sterling, soit 2 679 millions d'euros.

Les conditions financières proposées dans l'offre publique d'achat soumise le 5 novembre 2008 aux actionnaires de British Energy sont décrites ci-dessous :

- une offre principale en numéraire à 774 pence par action ;
- une offre alternative limitée à 32,28 % du nombre total des actions British Energy acquises incluant les actions convertibles détenues par le Nuclear Liability Fund (NLF) permettant à des actionnaires résidents dans certains pays de la Communauté européenne de recevoir en échange des actions apportées, un montant en numéraire de 700 pence et un « Certificat de Valeur Conditionnelle » (*CVR-Linked Nuclear Power Note*), donnant droit à recevoir annuellement, entre 2010 et 2019, un paiement conditionnel.

  La valeur de ce complément de prix étant fonction de la production nucléaire effective et des prix de gros de l'électricité, cette offre alternative permet aux souscripteurs de conserver une exposition économique à la production nucléaire des actifs existants de British Energy et aux prix de gros de l'électricité, sous réserve de certaines contraintes.

  Les actionnaires ayant opté pour l'offre alternative peuvent également, selon la disponibilité, demander de recevoir deux *CVR-Linked Nuclear Power Note* additionnels pour chaque action apportée, les paiements en numéraire associés étant dans ce cas réduits de 74 pence par CVR additionnel reçu.

L'offre publique faite par Lake Acquisitions Ltd était assortie des quatre conditions suspensives suivantes :

- franchissement du seuil de 75 % des droits de vote attachés aux actions ordinaires après acceptation et conversion en actions par le NLF de son droit à percevoir un *Cash Sweep Payment* ;
- autorisation de la Commission européenne ;
- déclaration de Lake Acquisitions Ltd sous forme d'assurance négative confirmant qu'à sa connaissance ni l'*Office of Fair Trading*, ni le *Secretary of State* n'avaient l'intention de diligenter une instruction devant les instances de la concurrence au Royaume-Uni ;
- déclaration de Lake Acquisitions Ltd sous forme d'assurance négative confirmant qu'à sa connaissance ni le Régulateur (Gas and Electricity Markets Authority), ni l'Autorité de Sûreté Nucléaire (Health and Safety Executive) n'avaient l'intention de retirer ou d'amender la licence d'exploitation nucléaire de British Energy.

Le 22 décembre 2008, la Commission européenne a autorisé l'acquisition par Lake Acquisitions Ltd de British Energy notamment sous les conditions suivantes :

- l'engagement de cession de certains actifs de production détenus par British Energy (la centrale au charbon de Eggborough) entre le 1er septembre 2009 et le 31 mars 2010 ou par EDF Energy (la centrale au gaz de Sutton Bridge) d'ici le 31 mars 2013 ;
- la renonciation à un des trois accords de transport d'électricité du groupe sur le site de Hinckley Point ;
- la mise sur le marché des volumes d'électricité compris entre 5 et 10 TWh sur la période 2012-2015 ;
- l'engagement par EDF de vendre sans condition un terrain permettant potentiellement la construction et l'exploitation de nouvelles capacités de production d'électricité, adjacent aux centrales nucléaires existantes de British Energy de Dungeness ou de Heysham, à la discrétion de l'acquéreur potentiel.

Le 2 janvier et le 5 janvier 2009, les dernières conditions suspensives de l'opération ont été levées avec notamment la conversion par le NLF de son droit à percevoir un « Cash Sweep Payment » en actions et son acceptation de l'offre au titre de ces actions.

En conséquence, British Energy a attribué au NLF, le 5 janvier 2009, 571 204 734 actions représentant 35,45 % du capital élargi de British Energy portant le capital de 1 036 054 899 actions à 1 611 519 535 actions ordinaires (dans l'hypothèse d'une conversion totale des warrants en circulation, soit 4 259 902 warrants).

À cette même date, les offres ont été déclarées entièrement inconditionnelles et Lake Acquisitions Ltd a reçu des acceptations valables portant sur 1 275 813 748 actions (dont 207 657 505 au titre de l'offre conditionnelle et 571 204 734 au titre des actions convertibles du NLF), lesquelles représentent 79,4 % du capital émis de British Energy. Ainsi, compte tenu des actions déjà acquises par Lake Acquisitions Ltd le 24 septembre 2008, la détention totale définitive de Lake Acquisitions Ltd s'élève à 96,4 % du capital émis de British Energy.

Conformément à la réglementation boursière britannique, le 12 janvier 2009, Lake Acquisitions Ltd a lancé une offre publique de retrait « squeeze out » sur les actions restant en circulation.

## 4.1.2 Valeur d'acquisition

Le coût d'acquisition apprécié au 5 janvier 2009 de British Energy, incluant les 26,5 % achetés en septembre 2008 s'élève à 11 998 millions de livres sterling (hors actions restant en circulation et hors frais liés à l'acquisition), équivalent à 13 232 millions d'euros.

En date de règlement-livraison au 19 janvier 2009, l'offre publique d'achat s'est traduite sur la base des acceptations reçues le 5 janvier 2009 par :
- le règlement en cash de : 9 586 millions de livres sterling ;
- l'émission de 389 982 701 *CVR-Linked Nuclear Power Note* à échéance 2019. Ces certificats, dont la juste valeur a été appréciée par le Groupe sur la base des termes de l'offre (74 pence par CVR), seront cotés dès 2009.

Le financement de l'acquisition de British Energy est assuré pour l'essentiel par un crédit syndiqué bancaire de 11 milliards de livres sterling (soit 11,6 milliards d'euros) souscrit le 23 septembre 2008, dont :
- 5 milliards de dollars refinancés le 26 janvier 2009 sur le marché obligataire par un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels qualifiés aux États-Unis (« Qualified Institutional Buyers » ou « QIBs ») et d'autres investisseurs situés en dehors des États-Unis, le reliquat provenant des disponibilités de trésorerie d'EDF (voir note 42.3) ;
- 4 milliards d'euros refinancés le 23 janvier 2009 par l'émission de deux emprunts obligataires (voir note 42.3).

## 4.1.3 Traitement comptable dans les comptes consolidés de l'exercice 2008

La prise de contrôle exclusif de British Energy n'étant survenue que le 5 janvier 2009, date à laquelle toutes les conditions suspensives ont été satisfaites et les offres déclarées entièrement inconditionnelles, la consolidation par intégration globale de British Energy dans les comptes du groupe EDF sera mise en œuvre à compter du mois de janvier 2009.

Au 31 décembre 2008, en l'absence de représentant au conseil d'administration et d'influence notable sur les politiques opérationnelles et financières de British Energy :
- les titres acquis en septembre 2008, soit 26,5 % du capital non élargi et 17 % du capital élargi, ont été comptabilisés sous la rubrique « Actifs financiers disponibles à la vente – actions » pour un montant de 2 679 millions d'euros ;
- les engagements d'acquisition de titres résultant de l'offre publique d'achat s'élèvent à 9 875 millions de livres sterling et sont présentés en note 25.5.1 (« Engagements d'acquisition de titres ») ;
- le crédit syndiqué de 11 milliards de livres sterling figure en note 34.2.5 (« Lignes de crédit »).

Les capitaux propres au 30 septembre 2008, publiés par British Energy en novembre 2008, s'élèvent à 4 590 millions de livres sterling.

Au cours de l'exercice 2009, le groupe EDF procédera à l'évaluation des actifs et passifs en juste valeur au 5 janvier 2009, le goodwill provisoire qui en résultera sera comptabilisé lors de l'arrêté des comptes semestriels à fin juin 2009, conformément à la norme IFRS 3.

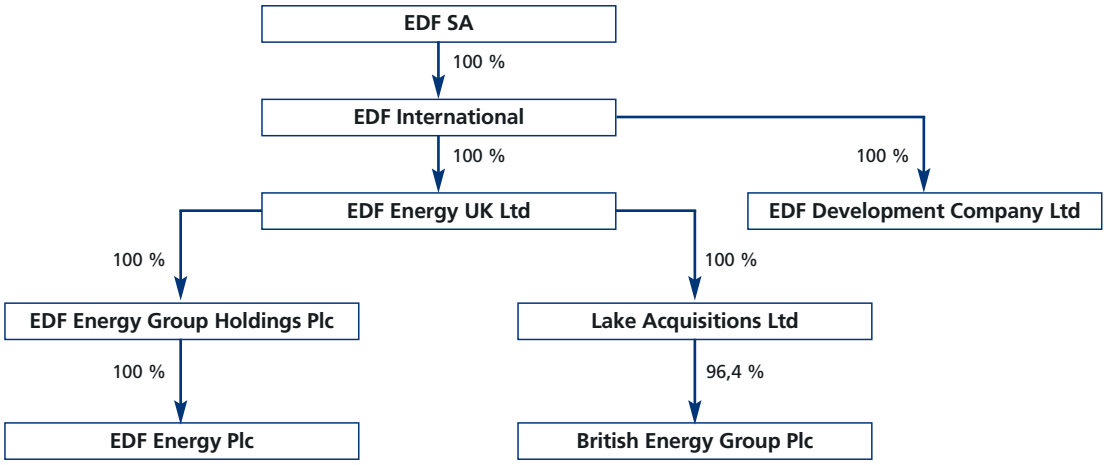
Conformément aux engagements pris avec le gouvernement britannique, le groupe EDF a initié des discussions non liantes avec le groupe gazier britannique Centrica en vue de la cession de 25 % de British Energy. Ces discussions restent en cours et Centrica a fait part de l'approbation, à plus de 97 % par ses actionnaires, du projet d'augmentation de capital de 2,2 milliards de livres sterling destiné à financer en partie le rachat d'une part de 25 % du capital de British Energy auprès d'EDF.

Dans le cadre de cet accord, Centrica aurait la possibilité de participer à la construction de nouvelles centrales nucléaires à hauteur de 25 % et aurait également un droit d'enlèvement de 25 % de la production d'électricité non contractualisée provenant des centrales nucléaires existantes.

## 4.1.4 Organisation du groupe EDF au Royaume-Uni

Suite à l'offre publique d'achat, l'ensemble des activités de British Energy et d'EDF Energy et du nouveau nucléaire seront regroupées sous une nouvelle entité EDF Energy UK Ltd.

Le tableau suivant présente l'organisation du groupe EDF au Royaume-Uni au 5 janvier 2009 :



## 4.1.5 Principales caractéristiques de British Energy

British Energy est le premier producteur d'électricité en Grande-Bretagne et emploie 6 000 personnes. Il vend son électricité sur les marchés de gros ou directement à des clients industriels et commerciaux.

Les accords de restructuration de British Energy conclus en 2005 garantissent la prise en charge par un organisme relevant des pouvoirs publics britanniques des coûts de démantèlement des installations et de ceux liés avant 2005 à l'aval du cycle combustible.

La valeur comptable des actifs de British Energy acquis et des passifs pris en charge tels qu'apparaissant dans les derniers états financiers semestriels établis en IFRS et publiés par British Energy (données non auditées) au 30 septembre 2008 s'établit comme suit :

| ACTIF *(en millions de livres sterling)* | Total | Courant | Non courant |
|---|---|---|---|
| Actif de conversion | 2 084 | 180 | 1 904 |
| Immobilisations corporelles et incorporelles | 1 671 | - | 1 671 |
| Stocks | 496 | 496 | - |
| Compensation NLF provisions nucléaires | 5 662 | 211 | 5 451 |
| Autres actifs incorporels | 365 | - | 365 |
| Clients et comptes rattachés | 801 | 520 | 281 |
| Trésorerie soumise à restriction et autres actifs financiers | 250 | 250 | - |
| Trésorerie et équivalent trésorerie | 759 | 759 | - |
| Instruments financiers dérivés et contrats matières premières | 117 | 117 | - |
| **TOTAL DE L'ACTIF** | **12 205** | **2 533** | **9 672** |
| PASSIF *(en millions de livres sterling)* | | | |
| Emprunts et dettes financières | 516 | 61 | 455 |
| Fournisseurs et comptes rattachés | 599 | 599 | - |
| Dettes d'impôts courants | 29 | 29 | - |
| Provisions pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi | 347 | - | 347 |
| NLF provisions nucléaires | 5 662 | 211 | 5 451 |
| NLF passifs | 188 | - | 188 |
| Impôts différés passifs | 5 | - | 5 |
| Provisions | 50 | 14 | 36 |
| Produits perçus d'avance | 5 | - | 5 |
| Instruments financiers dérivés et contrats matières premières | 214 | 214 | - |
| **TOTAL DU PASSIF** | **7 615** | **1 128** | **6 487** |
| Capitaux propres | 4 590 | - | 4 590 |
| **TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF** | **12 205** | **1 128** | **11 077** |

Les principaux agrégats relatifs aux comptes de résultat annuels publiés sont les suivants :

| À fin mars *(en millions de livres sterling)* | 2007 (1) | 2008 (1) |
|---|---|---|
| Chiffre d'affaires | 2 999 | 2 811 |
| EBITDA | 1 221 | 882 |
| Résultat net distribuable | 465 | 335 |

*(1) Exercice fiscal clos le 31 mars.*

# 4.2 Constellation Energy Group (CEG)

Au cours de l'exercice 2008, et conformément aux accords antérieurement conclus avec CEG, le groupe EDF a progressivement augmenté sa participation dans cette société en la portant de 4,97 % à 9,51 %, par l'acquisition d'actions sur le marché pour 619 millions de dollars (412 millions d'euros). Le coût total d'acquisition de cette participation s'élève donc à 790 millions d'euros en valeur historique au 31 décembre 2008 (équivalent à un coût moyen de 68,5 dollars par action).

Le 3 décembre 2008, EDF a soumis une offre à CEG, en vue de l'acquisition d'une participation de 49,99 % dans les activités de production d'énergie nucléaire de CEG et d'un soutien financier immédiat décrits ci-après.

Le conseil d'administration de CEG a accepté cette offre et décidé de mettre fin au projet de fusion avec MidAmerican le 17 décembre 2008.

EDF et CEG, en conséquence, ont annoncé le 17 décembre 2008 un accord définitif aux termes duquel EDF doit faire l'acquisition d'une participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group (CENG), entité qui regroupera les activités de production d'origine nucléaire de CEG pour 4,5 milliards de dollars, ce qui conduirait à valoriser CEG au prix de 52 dollars par action, prix conforme à des transactions récentes du même type sur le marché américain pour un prix moyen de cotation de 25,96 dollars par action sur le *New York Stock Exchange* en décembre 2008.

CENG détient une capacité installée de 3 869 MW regroupant les centrales nucléaires de Calvert Cliffs dans l'État du Maryland, de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans l'État de New York. La participation d'EDF dans CENG prendra la forme d'une nouvelle joint-venture entre les deux groupes (EDF et CEG), indépendante de la joint-venture existante UniStar.

Dans le cadre de cet accord, EDF a renforcé la liquidité de CEG en faisant un apport immédiat de 1 milliard de dollars dans CEG par souscription d'actions de préférence non convertibles, nouvellement émises par CEG, rémunérées au taux de 8 % et ayant une échéance maximale au 30 juin 2010. Ces actions de préférence seront restituées à CEG lors de la réalisation définitive de l'opération pour être imputées sur le prix d'achat de 4,5 milliards de dollars pour la participation de 49,99 % d'EDF dans CENG ou échangées au 30 décembre 2009 contre des *Senior Notes* au taux de 10 % et à échéance du 30 juin 2010, dans le cas où l'acquisition de la participation de 49,99 % ne se réaliserait pas.

EDF a par ailleurs consenti une participation de 150 millions de dollars au remboursement de certains frais de transaction.

De plus, le groupe EDF et CEG ont également conclu un contrat d'option de vente valable pour une durée de 2 ans, donnant à CEG le droit de vendre à EDF certains actifs de production non-nucléaire dans la limite de 2 milliards de dollars, sous réserve de l'obtention des autorisations réglementaires. Cette option concerne onze actifs ayant une valeur combinée de plus de 2 milliards de dollars. Cette option de vente peut être exercée jusqu'au 31 décembre 2010, sauf en cas de rupture avant cette date, du fait de CEG, des accords décrits ci-avant.

Enfin, EDF a fourni une ligne de financement temporaire de 600 millions de dollars de dernier ressort, afin de fournir à CEG une source supplémentaire de liquidités jusqu'à l'obtention des autorisations réglementaires permettant de toucher les fonds dégagés par l'exercice de l'option de vente.

Cette ligne de financement expirera lorsque toutes les autorisations réglementaires requises pour le transfert des actifs de production non nucléaire visés par l'option de vente d'actifs seront obtenues, ou au plus tard six mois après la date de signature de l'accord.

EDF et CEG pensent obtenir les autorisations réglementaires nécessaires en vue de l'acquisition par EDF de sa participation dans l'activité de production et d'exploitation/commercialisation d'énergie nucléaire de CEG et ainsi réaliser l'opération de rapprochement dans un délai de six à neuf mois.

Cet accord n'est soumis à aucune condition de financement. EDF financera l'opération, et notamment ses engagements en matière de liquidité, au moyen de sa trésorerie et de lignes de crédit. L'approbation de l'opération par les actionnaires de CEG n'est pas nécessaire.

Au 31 décembre 2008, la participation de 8,52 % détenue par le groupe EDF dans CEG (après prise en compte des actions remises par CEG à MidAmerican suite au *Termination Agreement* conclu entre CEG et MidAmerican) constitue un élément à part entière et indissociable du partenariat qu'EDF et CEG construisent. Les accords du 17 décembre 2008 permettent de garantir au groupe EDF un rôle renforcé au titre de ces investissements aux États-Unis.

De ce fait, les titres CEG détenus par EDF ont été valorisés sur la base de 52 dollars par action soit 634 millions d'euros. Une dépréciation de 156 millions d'euros a donc été comptabilisée.

# Note 5 Autres opérations ou événements majeurs


5.1 Événements survenus en 2008 273

5.2 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2007 275


## 5.1 Événements survenus en 2008

### 5.1.1 Consolidation de la structure de l'endettement financier

L'année 2008 est marquée par un appel au financement externe important pour le groupe EDF.

Dans le cadre de la centralisation croissante des financements des filiales et du financement de son programme d'investissement, le groupe EDF a procédé au cours de l'exercice 2008 à d'importants programmes d'émission.

Les principales opérations sont décrites ci-dessous :

- EDF a procédé à plusieurs émissions obligataires auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux, et notamment :
  - 1,5 milliard d'euros en janvier 2008 de maturité 10 ans ;
  - 1,8 milliard d'euros en mai 2008 de maturité 6 à 12 ans ;
  - 0,5 milliard de livres sterling (0,6 milliard d'euros) en mai 2008 de maturité 20 ans ;
  - 40 milliards de yens en juillet 2008 (0,2 milliard d'euros) de maturité 5 ans ;
  - 2 milliards d'euros en novembre 2008 de maturité 4 ans et 2 mois ;
  - 1,35 milliard de francs suisses (0,9 milliard d'euros) en novembre et décembre 2008 de maturité 5 ans ;
  - 0,4 milliard de livres sterling (0,5 milliard d'euros) en décembre 2008 de maturité 14 ans ;
- RTE EDF Transport a également procédé, en mai et août 2008, à deux émissions d'emprunts obligataires de 1,25 milliard d'euros et 1 milliard d'euros, d'une durée de 7 et 10 ans respectivement, destinés à refinancer une partie de sa dette ;
- pour couvrir son programme d'investissement, EnBW a de son côté procédé à une double émission obligataire en novembre 2008 auprès d'un groupement de banques européennes d'un montant total de 1,5 milliard d'euros de maturité 5 et 10 ans.

Ces émissions s'inscrivent dans la politique d'allongement de la durée moyenne de la dette du Groupe.

### 5.1.2 Volatilité des marchés de matières premières et de l'énergie

L'exercice 2008 a été marqué par une importante volatilité des prix de marché, caractérisée d'une part par une progression au cours du premier semestre sur les marchés de l'électricité et des autres commodités, et d'autre part par une chute sur le second semestre sous l'effet de la crise économique et financière. Il en résulte une volatilité importante en capitaux propres sur les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments de couverture utilisés dans le cadre de la gestion des risques marchés énergies : (2 204) millions d'euros (voir note 36.4).

### 5.1.3 Crise des marchés financiers

La crise financière apparue à la fin du premier semestre 2007 s'est poursuivie sur l'exercice 2008 et a été relayée par une crise économique dont les effets se sont aggravés au dernier trimestre.

La crise financière se caractérise par une forte baisse des actions, un assèchement des liquidités et des crédits bancaires.

La crise économique s'est traduite par un ralentissement très net de l'activité et par une chute du prix des matières premières et de l'énergie.

De manière générale, il a été observé sur tous les marchés une volatilité historiquement importante.

Les comptes consolidés, comme le rapport de gestion, détaillent dans différents chapitres et notes les effets de la crise sur les comptes et donnent toute l'information utile telle que prévue par les textes réglementaires.

Cette note fournit les références aux différents documents, chapitres et sections traitant de ce sujet pour les domaines liés aux marchés financiers et à ceux des matières premières et de l'énergie.

Les règles de classification, d'évaluation et de dépréciation des actifs et passifs financiers sont décrites en note 2.16 de l'annexe aux comptes. Le Groupe n'a pas effectué de reclassement de ses actifs financiers comme permis par l'amendement à la norme IAS 39 approuvé par la Commission européenne.

La description des différents types des risques financiers et du risque marché de l'énergie ainsi que le cadre de leur gestion et de leur contrôle par le Groupe sont présentés dans le chapitre 1.10 du rapport de gestion ainsi qu'en note 35 de l'annexe aux comptes.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées dans le rapport de gestion :
- Risque de change : chapitre 1.10.1.3 ;
- Risque de taux sur les financements émis et actifs financiers : chapitre 1.10.1.4 ;
- Risques marchés énergies : chapitre 1.10.2 ;
- Risque action sur actifs financiers : chapitre 1.10.1.5.

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 – note 34.2.2,
  - Covenants et engagements hors bilan : annexe aux comptes – note 34.5,
  - Engagements hors bilan liés aux investissements : annexe aux comptes – note 25.5,
  - Engagements hors bilan : rapport de gestion – chapitre 1.12 ;
- Risques de change :
  - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes – note 34.2 ;
- Risques action (rapport de gestion – chapitre 1.10.1.5) :
  - Couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes – notes 25.3.2.1 et 32.4,
  - Couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes – note 32.5,
  - 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 – notes 32.4.1 et 32.4.2,
  - Taux d'actualisation sur les retraites : annexe aux comptes – note 32.5.4,
  - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes – note 34.2 ;
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
  - Instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes – note 36 avec un lien assuré avec le tableau de variations des capitaux propres,
  - Instruments dérivés non comptabilisés en couverture : annexe aux comptes – note 37.

## 5.1.4 Accord EDF-AREVA pour la gestion du combustible nucléaire usé

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord-cadre de coopération industrielle de long terme (2040), portant sur l'évacuation de l'ensemble des combustibles usés d'EDF, les conditions techniques et financières du transport, le traitement et le recyclage du combustible usé (2008-2012), ainsi que le montant de la soulte libératoire pour le démantèlement de l'usine AREVA de La Hague.

Cet accord-cadre, qui offre une meilleure visibilité sur les modalités futures de coopération entre EDF et AREVA repose sur deux engagements réciproques :
- AREVA exploitera les installations de La Hague et de Melox jusqu'en 2040 dans un objectif d'amélioration continue de leur performance industrielle et économique au bénéfice d'EDF ;
- EDF utilisera lesdites installations jusqu'à cette échéance de 2040 et confiera, en conséquence, le transport du combustible usé à AREVA.

Il s'inscrit dans le prolongement de la démarche historiquement engagée par les deux entreprises qui repose, depuis la mise en service des premières centrales nucléaires d'EDF, sur :
- la prise en charge et le transport du combustible nucléaire usé depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de La Hague ;
- la séparation des matières combustibles recyclables des résidus ultimes à l'usine de La Hague et la fourniture de combustible MOX à l'usine Melox ;
- le conditionnement et la réduction du volume des résidus ultimes qui sont soit vitrifiés (déchets de haute activité), soit compactés (moyenne activité à vie longue), permettant leur entreposage en toute sécurité dans des installations dédiées à l'usine de La Hague.

Dans l'accord de coopération industrielle du 19 décembre 2008, EDF et AREVA ont fixé le montant de la soulte à verser au titre de la Reprise et Conditionnement des Déchets anciens (RCD), de la Mise à l'Arrêt Définitif (MAD) et du Démantèlement (DEM) des installations de La Hague à 2,3 milliards d'euros au 1er janvier 2008 aux conditions économiques du 31 décembre 2007.

En fonction de cet accord-cadre, le montant provisionné au titre de la soulte a été repris et comptabilisé comme une dette d'exploitation. Le montant de cette dette est réduit à 1,68 milliard d'euros hors taxes compte tenu d'avances déjà versées par EDF à AREVA.

Les deux Groupes s'engagent à parvenir à une déclinaison contractuelle de cet accord-cadre d'ici le 31 décembre 2009, et notamment sur les modalités pratiques d'extinction de cette dette.

## 5.1.5 Augmentation de capital d'EDF Énergies Nouvelles

Dans le cadre du financement de son développement dans le solaire photovoltaïque, le groupe EDF Énergies Nouvelles a augmenté son capital d'un montant final brut de 499 540 592 euros (prime d'émission incluse). Cette augmentation de capital a conduit à la création de 15 513 683 actions nouvelles d'une valeur nominale de 1,60 euro chacune, livrées le 30 septembre 2008. Le prix des actions nouvelles est de 32,20 euros par action.

Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, qui détiennent ensemble 75,1 % du capital et des droits de vote d'EDF Énergies Nouvelles, ont souscrit à hauteur de la totalité de leurs droits.

## 5.1.6 Partenariat avec Exeltium

Suite à un dialogue approfondi avec la Commission européenne, cette dernière a confirmé en date du 30 juillet 2008 que l'accord de partenariat industriel entre EDF et Exeltium (groupement d'achat fondé par de grands industriels électro-intensifs) répondait aux attentes qu'elle avait exprimées quant à sa conformité au droit à la concurrence.

Ce contrat, qui concerne des volumes de l'ordre de 310 TWh répartis sur 24 ans, a pour objectif de permettre à Exeltium de sécuriser son approvisionnement énergétique en bénéficiant d'une visibilité sur les prix d'approvisionnement en électricité sur le long terme en contrepartie d'un partage de risques concernant le développement et l'exploitation du parc nucléaire d'EDF.

Les premières livraisons d'électricité devraient intervenir dès qu'Exeltium disposera du financement nécessaire.

## 5.1.7 Allemagne

Le 10 juillet 2008, EnBW a été retenue pour l'acquisition d'une participation de 26 % dans la société EWE AG Oldenburg pour un montant total d'environ 2 milliards d'euros. L'opération reste encore soumise à l'autorisation de l'office fédéral des cartels. Le financement sera effectué sur fonds propres grâce notamment aux emprunts émis par EnBW au cours de l'exercice 2008.

Par ailleurs, l'Agence fédérale des réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse de la rémunération des péages relatifs au réseau de transport de gaz qui a conduit le Groupe à constater une perte de valeur de 166 millions d'euros sur les actifs d'EnBW dans les comptes au 31 décembre 2008.

# 5.2 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 2007

Les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2007 et ayant un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

## 5.2.1 France

### 5.2.1.1 TEXTES D'APPLICATION DE LA LOI DE PROGRAMME DU 28 JUIN 2006, RELATIVE À LA GESTION DURABLE DES MATIÈRES ET DÉCHETS RADIOACTIFS

Les textes d'application de la loi du 28 juin 2006 comprennent le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007, relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Ils précisent notamment que les charges doivent être évaluées selon cinq catégories.

En conséquence, à compter de l'exercice 2007, les provisions nucléaires se présentent comme suit :
- provision pour déconstruction des centrales ;
- provision pour gestion du combustible usé, anciennement provision pour traitement du combustible nucléaire, qui comprend également les charges de reprise et de conditionnement des déchets anciens ;
- provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs, anciennement provision pour évacuation et stockage des déchets radioactifs, qui comprend également les charges de surveillance après fermeture des stockages.

Dans les comptes de bilan, les provisions sont présentées sous deux rubriques :
- la provision pour aval du cycle nucléaire, anciennement provision pour fin de cycle du combustible nucléaire ;
- la provision pour déconstruction et derniers cœurs.

En application de ces mêmes textes, les provisions afférentes aux charges de gestion à long terme des déchets radioactifs issus des opérations de déconstruction des centrales nucléaires d'EDF sont reclassées, au 31 décembre 2007, de la rubrique « Provisions pour déconstruction » à la rubrique « Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs ».

### 5.2.1.2 FILIALISATION DE L'ACTIVITÉ DE DISTRIBUTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

En application de la loi relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006, la filialisation de l'activité de distribution d'énergie électrique sur le territoire métropolitain continental a été réalisée par EDF et a pris effet juridiquement au 31 décembre 2007.

L'ensemble des actifs correspondants a été apporté par EDF à la nouvelle société Électricité Réseau Distribution France (ERDF), selon la procédure de l'apport partiel d'actifs, avec effet rétroactif comptable au 1er janvier 2007.

Cette opération n'a pas d'impact sur les comptes consolidés du Groupe, ERDF étant consolidée à 100 % par intégration globale.

## 5.2.2 Allemagne

À la suite de l'approbation définitive par les autorités allemandes, le 6 juillet 2007, de la réforme fiscale, le taux d'impôt sur les sociétés applicable à EnBW a baissé de 38 % à 29 % à compter de 2008.

Cette réforme s'est traduite dans les comptes de l'exercice 2007 par une baisse de l'impôt différé passif ayant entraîné un produit d'impôt de 304 millions d'euros.

Par ailleurs, l'Agence fédérale des réseaux (régulateur pour l'Allemagne) a notifié à EnBW une baisse de 11 % sur les péages des réseaux de transport ayant conduit le Groupe à constater une perte de valeur de 143 millions d'euros (voir note 15).

## 5.2.3 Mexique, Argentine

EDF a poursuivi sa politique de désengagement en Amérique du Sud en procédant à la cession de sa participation résiduelle de 25 % dans Edenor en mai 2007 et de ses activités mexicaines en décembre 2007.

Les plus-values dégagées à ce titre se sont élevées à 456 millions d'euros avant impôts (voir note 6.2).

# Note 6 Évolutions du périmètre de consolidation

**6.1** Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2008 276

**6.2** Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2007 276

## 6.1 Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2008

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2008 sont les suivantes :

– Secteur « Italie »

- cession par Edison en avril 2008 de sept centrales thermoélectriques ;
- cession le 1er mai 2008 de 51 % de la société Dolomiti Edison Energy qui détient 3 centrales hydrauliques à la province de Trent et de 60 % de la société Hydros qui détient 7 centrales hydrauliques à la province de Bolzano le 24 octobre 2008. Les deux sociétés restent consolidées en intégration globale ;
- création de la société Edison Engineering SA qui construit un cycle combiné-gaz à Thisvi en Grèce.

– Secteur « Reste Europe »

- cession de Soprolif finalisée en février 2008 ;
- achat par EDF, consécutif à l'exercice de l'option de vente par GDF SUEZ, d'actions ECW (Pologne) pour 54 millions d'euros, portant le pourcentage d'intérêt du groupe EDF de 77,52 % à 99,66 % ;
- réalisation de diverses opérations de croissance externe chez Dalkia International dont l'acquisition du groupe Praterm en Pologne ;
- augmentation de la participation d'EDF Énergies Nouvelles dans Fotosolar de (45,83 % à 90 %) ;
- cession en décembre 2008 de la Société Clemessy détenue par Dalkia Holding ayant dégagé une plus-value de 184 millions d'euros. La quote-part revenant au groupe EDF s'élève à 63 millions d'euros et figure sous la rubrique « Titres mis en équivalence » ;
- acquisition en octobre 2008 de 100 % de la Société Eagle Energy Partners par EDF Trading pour un montant de 230 millions de dollars américains (soit 181 millions d'euros).

  La situation nette acquise après retraitements de juste valeur s'élève à 238 millions de dollars américains (soit 184 millions d'euros).

  Eagle Energy Partners, société qui opère aux États-Unis, est spécialisée dans la fourniture de services de transport et de stockage de gaz naturel et d'optimisation sur les marchés de gros de gaz naturel et de l'électricité ;
- acquisition par EDF Production UK, filiale à 100 % de EDF, de 80 % des participations d'ATP Oil and Gas UK dans 3 champs gaziers en mer du Nord le 18 décembre 2008 pour un montant de 260 millions de livres sterling.
- montée au capital d'EDF Investissement Groupe, par apport de 1,806 milliard d'euros à l'occasion d'une augmentation de capital en décembre 2008 réservée à C3 portant le taux de détention du Groupe de 66,67 % à 84,85 %.

## 6.2 Évolutions du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2007

Les principales évolutions de périmètre de l'exercice 2007 sont les suivantes :

– Secteur « Allemagne »

- cession par EnBW de sa filiale U plus, spécialisée dans le traitement des déchets, pour un montant de 35 millions d'euros. Le résultat de cession net d'impôt est de 15 millions d'euros ;
- consolidation chez EnBW :
  - par mise en équivalence de sept sociétés dont la société Drewag détenue à 35 %,
  - par intégration globale des sociétés ESW et GSW suite à des prises de participation complémentaires.

– Secteur « Italie »

- exercice des warrants d'Edison, ramenant le pourcentage d'intérêt du groupe EDF à 48,96 % ;
- cession par Edison, en février 2007, après approbation par les autorités compétentes en matière de concurrence, de sa participation de 66,32 % dans la société Serene pour un prix de cession de 98 millions d'euros ;
- consolidation par intégration globale, chez Edison de la société Thisvi Power Generation Plant, suite à l'acquisition de 65 % d'intérêt dans le capital début 2007.

– **Autres secteurs**

- changement de méthode de consolidation de la société SSE, consolidée par intégration proportionnelle à compter du 1er janvier 2007 ;
- acquisition par Edev de 13,77 % supplémentaires d'Électricité de Strasbourg en septembre 2007, pour un montant de 150 millions d'euros. Le goodwill apprécié sur la base de la valeur des actifs et passifs figurant dans les comptes du Groupe s'établit à 126 millions d'euros ;
- consolidation par intégration globale de Supra et Fahrenheit, et par intégration proportionnelle de Sloe, EDF Investissement Groupe et Domofinance, et réalisation d'opérations de croissance externe au sein des groupes Dalkia et EDF Énergies Nouvelles dans le segment « Reste Europe » ;
- création, en juillet 2007, du groupe Unistar Nuclear Energy détenu à 50 / 50 avec le groupe électricien américain Constellation Energy en vue de développer des centrales de type EPR aux États-Unis ; l'apport d'EDF s'est élevé à 350 millions de dollars américains. Unistar Nuclear Energy est consolidée par intégration proportionnelle ;
- cession le 4 mai 2007 par EDF International de sa participation résiduelle dans Edenor pour un montant de 171 millions de dollars américains (soit 125 millions d'euros). La plus-value dégagée à ce titre s'élève à 111 millions d'euros ;
- cession le 27 décembre 2007 par EDF International de ses activités au Mexique, pour un montant de 951 millions d'euros, après remboursement de la dette figurant au bilan des sociétés. Le résultat de cession net d'impôt est de 376 millions d'euros ; l'impact sur l'endettement financier net du Groupe s'élève à 970 millions d'euros.

# Note 7 Informations sectorielles


7.1 Informations par zone géographique 277

7.2 Produits provenant des ventes à des clients externes par zone géographique sur la base de la localisation des clients 280

7.3 Informations par secteurs d'activité 280


L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée, le risque « pays » l'emportant, à ce jour, sur le risque « activité » en raison des différences de contextes économiques, réglementaires et techniques entre les différentes zones géographiques où le Groupe évolue.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation intersecteurs et ajustements intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

## 7.1 Informations par zone géographique

La ventilation retenue par le groupe EDF pour les zones géographiques est la suivante :

- **« France »** qui désigne EDF, ses filiales RTE EDF Transport et ERDF, et regroupe les activités régulées (principalement Distribution et Transport) et non régulées (principalement Production et Commercialisation) ;
- **« Royaume-Uni »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- **« Allemagne »** qui désigne les entités du sous-groupe EnBW ;
- **« Italie »** qui regroupe les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE, Fenice ;
- **« Reste Europe »** qui regroupe les autres entités européennes situées notamment en Europe continentale, les participations et activités nouvelles dont Électricité de Strasbourg, Dalkia, Tiru, EDF International, EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading ;
- **« Reste du Monde »** qui regroupe les entités situées aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie.

## 7.1.1 Au 31 décembre 2008

| *(en millions d'euros)* | France | Royaume-Uni | Allemagne | Italie | Reste Europe | Reste du monde | Éliminations | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Chiffre d'affaires externe | 34 264 | 8 244 | 7 467 | 6 042 | 7 639 | 623 | - | 64 279 |
| Chiffre d'affaires intersecteur | 486 | 6 | 42 | 1 | 640 | 1 | (1 176) | - |
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **34 750** | **8 250** | **7 509** | **6 043** | **8 279** | **624** | **(1 176)** | **64 279** |
| **EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION** | **9 020** | **944** | **1 114** | **911** | **2 045** | **206** | **-** | **14 240** |
| **Bilan :** | | | | | | | | |
| Goodwill | - | 1 786 | 1 405 | 2 020 | 1 501 | 96 | - | 6 808 |
| Autres actifs incorporels et immobilisations | 81 111 | 8 901 | 6 241 | 4 974 | 8 294 | 970 | - | 110 491 |
| Titres mis en équivalence | 20 | 61 | 848 | 25 | 1 789 | 76 | - | 2 819 |
| Autres actifs sectoriels (1) | 23 095 | 1 651 | 2 517 | 1 600 | 7 831 | 270 | - | 36 964 |
| Actifs détenus en vue de la vente | - | - | 2 | - | - | - | - | 2 |
| Autres actifs non affectés | - | - | - | - | - | - | - | 43 204 |
| **TOTAL ACTIF** | **104 226** | **12 399** | **11 013** | **8 619** | **19 415** | **1 412** | **-** | **200 288** |
| Passifs sectoriels (2) | 107 857 | 3 850 | 7 109 | 1 702 | 5 324 | 237 | - | 126 079 |
| Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Autres passifs non affectés et capitaux propres | - | - | - | - | - | - | - | 74 209 |
| **TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF** | **107 857** | **3 850** | **7 109** | **1 702** | **5 324** | **237** | **-** | **200 288** |
| **Autres informations :** | | | | | | | | |
| Investissements corporels et incorporels | 6 003 | 1 403 | 572 | 468 | 1 932 | 176 | | 10 554 |
| Dotations aux amortissements | (3 922) | (444) | (382) | (453) | (447) | (65) | | (5 713) |
| Pertes de valeur | (14) | - | (174) | (42) | 88 | 27 | | (115) |

## 7.1.2 Au 31 décembre 2007

| *(en millions d'euros)* | France | Royaume-Uni | Allemagne | Italie | Reste Europe | Reste du monde | Éliminations | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Chiffre d'affaires externe | 32 232 | 8 353 | 6 900 | 4 658 | 6 225 | 1 269 | - | 59 637 |
| Chiffre d'affaires intersecteur | 376 | 4 | 25 | - | 602 | 1 | (1 008) | - |
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **32 608** | **8 357** | **6 925** | **4 658** | **6 827** | **1 270** | **(1 008)** | **59 637** |
| **EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION** | **9 996** | **1 285** | **1 031** | **910** | **1 655** | **333** | | **15 210** |
| **Bilan :** | | | | | | | | |
| Goodwill | - | 2 320 | 1 390 | 2 031 | 1 435 | 90 | | 7 266 |
| Autres actifs incorporels et immobilisations | 78 271 | 10 328 | 6 200 | 4 910 | 6 747 | 906 | | 107 362 |
| Titres mis en équivalence | - | 42 | 817 | 18 | 1 578 | 75 | | 2 530 |
| Autres actifs sectoriels (1) | 20 268 | 2 054 | 1 790 | 1 231 | 4 465 | 213 | | 30 021 |
| Actifs détenus en vue de la vente | - | 50 | 2 | 155 | 62 | - | | 269 |
| Autres actifs non affectés | | | | | | | | 38 701 |
| **TOTAL ACTIF** | **98 539** | **14 794** | **10 199** | **8 345** | **14 287** | **1 284** | **-** | **186 149** |
| Passifs sectoriels (2) | 100 810 | 3 409 | 6 284 | 1 440 | 5 437 | 206 | | 117 586 |
| Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente | - | 39 | 4 | 38 | 33 | - | | 114 |
| Autres passifs non affectés et capitaux propres | | | | | | | | 68 449 |
| **TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF** | **100 810** | **3 448** | **6 288** | **1 478** | **5 470** | **206** | **-** | **186 149** |
| **Autres informations :** | | | | | | | | |
| Investissements corporels et incorporels | 5 097 | 1 183 | 378 | 397 | 1 000 | 70 | | 8 125 |
| Dotations aux amortissements | (3 836) | (475) | (363) | (440) | (411) | (103) | | (5 628) |
| Pertes de valeur | 5 | (1) | (146) | (8) | - | - | - | (150) |

*(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs.*

*(2) Les passifs sectoriels comprennent les comptes spécifiques des concessions, les provisions pour aval de cycle du combustible nucléaire, les provisions pour déconstruction et derniers cœurs, les provisions pour avantages du personnel, les provisions pour renouvellement des immobilisations en concession, les autres provisions pour risques et charges (hormis les provisions pour risques liés aux participations et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés et les autres créditeurs.*

## 7.2 Produits provenant des ventes à des clients externes par zone géographique sur la base de la localisation des clients

| *(en millions d'euros)* | France | Europe | Reste du monde | EDF Trading | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| **EXERCICE 2008** | **33 868** | **27 743** | **1 455** | **1 213** | **64 279** |
| **Exercice 2007** | **31 474** | **25 505** | **1 988** | **670** | **59 637** |

## 7.3 Informations par secteurs d'activité

Les activités du Groupe se déclinent comme suit :

- **« Production – Commercialisation »** : regroupent toutes les compétences et actifs nécessaires à la production d'énergie et à sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents ;
- **« Distribution »** : assure la gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- **« Transport »** : a pour objet d'exploiter, d'entretenir et de développer le réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- **« Autres »** : regroupent les 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, panneaux solaires…).

| *(en millions d'euros)* | Production - Commercialisation | Distribution | Transport | Autres | Éliminations [1] | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Au 31 décembre 2008 :** | | | | | | |
| Chiffre d'Affaires Externe : | | | | | | |
| - dont France | 21 968 | 9 031 | 4 211 | 140 | (1 086) | 34 264 |
| - dont reste du Monde | 23 381 | 2 836 | 31 | 3 767 | | 30 015 |
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **45 349** | **11 867** | **4 242** | **3 907** | **(1 086)** | **64 279** |
| Actifs sectoriels | 74 165 | 54 922 | 12 263 | 15 424 | (1 228) | 155 546 |
| Actifs non affectés | | | | | | 44 742 |
| Investissements de l'exercice (corporels et incorporels) | 5 459 | 3 472 | 854 | 769 | - | 10 554 |
| **Au 31 décembre 2007 :** | | | | | | |
| Chiffre d'Affaires externe : | | | | | | |
| - dont France | 20 317 | 8 551 | 3 998 | 196 | (830) | 32 232 |
| - dont reste du Monde | 21 256 | 2 126 | 16 | 4 007 | - | 27 405 |
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **41 573** | **10 677** | **4 014** | **4 203** | **(830)** | **59 637** |
| Actifs sectoriels | 67 374 | 54 498 | 12 051 | 12 946 | (498) | 146 371 |
| Actifs non affectés | | | | | | 39 778 |
| Investissements de l'exercice (corporels et incorporels) | 3 490 | 3 146 | 802 | 687 | - | 8 125 |

*(1) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution - Transport) : (66) pour 2008, (172) pour 2007 ;*
*Dont éliminations entre activités non régulées : (23) pour 2008, (46) pour 2007.*

# Note 8 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Ventes d'énergies et de services liés à l'énergie | 58 255 | 54 622 |
| Autres ventes de biens et de services | 4 800 | 4 258 |
| Variation de juste valeur des contrats de matières premières et d'énergie | 11 | 94 |
| Résultat net de change | - | (2) |
| Trading | 1 213 | 665 |
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **64 279** | **59 637** |

Le chiffre d'affaires consolidé est en progression de 7,8 % par rapport à celui de l'exercice 2007.

# Note 9 Achats de combustibles et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustibles et d'énergie sont les suivantes :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Achats consommés de combustibles - production d'énergie | (11 537) | (8 237) |
| Achats d'énergie | (15 797) | (13 454) |
| Charges de transport et d'acheminement | (2 190) | (2 215) |
| Résultat de couverture | 97 | 102 |
| (Dotations) et reprises de provisions liées aux combustibles nucléaires et aux achats d'énergie | 2 405 | 589 |
| **ACHATS DE COMBUSTIBLES ET D'ÉNERGIE** | **(27 022)** | **(23 215)** |

Les achats de combustibles et d'énergie augmentent de 3 807 millions d'euros, soit de 16,4 % par rapport à l'exercice 2007.

# Note 10 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Services extérieurs et autres achats | (13 321) | (12 408) |
| Production stockée et immobilisée | 2 961 | 2 498 |
| (Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes | 102 | 113 |
| **AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES** | **(10 258)** | **(9 797)** |

# Note 11 Obligations contractuelles et engagements

**11.1** Engagements d'achats 282

**11.2** Engagements de livraison d'électricité 284

**11.3** Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation 284

**11.4** Obligations et engagements en matière de location simple 285

## 11.1 Engagements d'achats

Le Groupe a souscrit 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 combustibles nucléaires, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats.

EDF 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 2008, l'échéancier des engagements d'achat fermes et irrévocables, évalués en millions d'euros courants se présente comme suit :

| | 31.12.2008 | | | | | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Échéances | | | | |
| *(en millions d'euros)* | Total | < 1 an | 1 - 5 ans | 5 - 10 ans | > 10 ans | Total |
| Achats d'électricité | 15 061 | 4 023 | 5 117 | 3 744 | 2 177 | 13 704 |
| Achats de gaz (1) | 14 467 | 2 244 | 6 723 | 3 343 | 2 157 | 12 600 |
| Achats d'autres énergies et de matières premières | 4 711 | 1 000 | 1 688 | 1 485 | 538 | 3 558 |
| Achats de combustibles nucléaires | 19 242 | 1 360 | 6 031 | 5 389 | 6 462 | 14 501 |
| **ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES** | **53 481** | **8 627** | **19 559** | **13 961** | **11 334** | **44 363** |

*(1) Hors Edison (voir note 11.1.2).*

## 11.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EnBW, d'EDF, essentiellement portés par le Système énergétique insulaire (SEI) qui s'est engagé à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, d'ERDF, EDF Energy et RTE EDF Transport.

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 co-générations ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique…). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la Contribution au service public de l'électricité (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Ces obligations d'achat compensées à hauteur de la CSPE s'élèvent à 26,7 TWh pour l'exercice 2008 (25,3 TWh pour l'exercice 2007), dont 14,0 TWh au titre de la co-génération (14,4 TWh pour 2007) et 5,1 TWh au titre de l'éolien (3,9 TWh pour 2007).

## 11.1.2 Achats de gaz

Le Groupe est partenaire de projets de production indépendante (IPP) adossés à des PPA (*Power Purchase Agreement*). Les engagements d'achats de gaz sont pour la plupart liés à ces centrales électriques IPP et sont adossés à des contrats d'achat d'électricité reçus. Ces contrats incluent des clauses dites de « pass-through » qui permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

Les autres engagements d'achats de gaz sont portés par EnBW et EDF, dans le cadre du développement de leur activité de commercialisation de gaz.

En ce qui concerne Edison, des contrats d'importation de gaz naturel sous forme de contrats « take or pay » ont été mis en place pour une capacité totale à terme de 18 milliards de mètres cubes par an lorsque tous les contrats seront opérationnels. Les contrats déjà opérationnels concernent les importations de Russie, de Libye, d'Algérie et de Norvège pour une fourniture totale de 9,4 milliards de mètres cubes par an. En outre, deux nouveaux contrats totalisant un volume de 8,4 milliards de mètres cubes par an en provenance du Qatar et d'Algérie entreront en vigueur au cours des prochains exercices.

Par ailleurs, le contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz qui sera mise en service mi 2009, dans laquelle Edison détient une participation de 10 %, prévoit les conditions suivantes :

- le maintien de la participation d'Edison au plus tard jusqu'au 1er juillet 2011 ;
- sous certaines conditions, le droit pour Edison d'acheter les 90 % restants du terminal GNL ou de vendre sa participation de 10 % ;
- le droit des co-actionnaires de racheter la participation de 10 % d'Edison en cas de rupture du contrat d'approvisionnement avec Rasgas du fait d'Edison ;
- le mode de détermination du prix des actions en cas d'exercice des options de vente ou d'achat ;
- l'obligation par les co-actionnaires de fournir les ressources suffisantes pour construire le terminal. À l'achèvement de la construction, Edison bénéficiera d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal pour une durée de 25 ans.

## 11.1.3 Achats d'autres énergies et 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.

## 11.1.4 Achats de combustibles nucléaires

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en combustibles et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible. L'augmentation des engagements résulte d'une part, de la conclusion de nouveaux contrats, augmentant en volume et dans la durée la couverture des besoins d'EDF en matière d'approvisionnement et, d'autre part, de la réévaluation des coûts d'approvisionnements en uranium.

# 11.2 Engagements de livraison d'électricité

Un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels EDF s'est engagé à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit à l'énergie produite des centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant. En 2007, près de 40 TWh (contre 41 TWh en 2006) ont ainsi été mis à disposition du marché.
EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé, en septembre 2006, un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

Les enchères se poursuivent donc à ce jour.

Enfin, suite au contentieux qui a opposé EDF et Direct Energie, le Conseil de la concurrence, par sa décision en date du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoires les engagements proposés par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie une capacité significative d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TWh par an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

EDF a proposé sur la première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en base de 42 euros par MWh en euros courants. Ce prix, fixé à 36,8 euros par MWh pour la première année, croît progressivement jusqu'en 2012.
Concernant la deuxième période de dix ans, il est prévu que le prix soit fixé de manière à couvrir les coûts de développement par EDF de l'EPR à Flamanville (soit 54 euros par MWh).

Ces volumes seront attribués par voie d'enchères sur la base de 3 appels d'offres (2 en 2008 et 1 en 2009).

Dans ce contexte, EDF a procédé le 12 mars 2008 et le 19 novembre 2008 à deux appels d'offres portant sur des contrats d'approvisionnement en électricité de base de 500 MW chacun pour une durée pouvant aller jusqu'à 15 ans.

# 11.3 Garanties et engagements relatifs à l'exécution de contrats d'exploitation

## 11.3.1 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties, généralement par l'intermédiaire de banques, destinées à la bonne exécution des contrats. Par ailleurs, le Groupe a donné ou reçu des engagements solidaires avec des tiers. Au 31 décembre 2008, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

| | 31.12.2008 | | | | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Échéances | | | |
| *(en millions d'euros)* | Total | < 1 an | 1 - 5 ans | > 5 ans | Total |
| Garanties de bonne exécution / bonne fin / soumission | 1 451 | 541 | 828 | 82 | 616 |
| Engagements sur commandes d'exploitation (1) | 4 172 | 2 269 | 1 421 | 482 | 3 217 |
| Engagements sur commandes d'immobilisations | 11 339 | 5 655 | 5 513 | 171 | 6 434 |
| Autres engagements liés à l'exploitation | 4 802 | 2 513 | 2 128 | 161 | 3 682 |
| **ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION** | **21 764** | **10 978** | **9 890** | **896** | **13 949** |
| **ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS À L'EXPLOITATION** | **7 564** | **5 187** | **2 097** | **280** | **6 166** |

*(1) Hors matières premières et énergie.*

Au 31 décembre 2008, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties données par EDF Énergies Nouvelles (999 millions d'euros) liées aux projets de développement, les garanties liées à l'exploitation du réseau électrique du métro de Londres (52 millions d'euros), à la construction ou à l'exploitation laotiennes (68 millions d'euros). D'autres garanties ont été données par le groupe EDF pour un montant de 332 millions d'euros, principalement par Dalkia International et EDF.

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de matières premières et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 15 512 millions d'euros (contre 9 651 millions d'euros au 31 décembre 2007). Ils augmentent principalement chez EDF Énergies Nouvelles du fait de la croissance des investissements et du développement des activités ainsi que chez EDF et EDF Energy.

Ils concernent essentiellement :

- EDF et ERDF pour 7 945 millions d'euros (5 902 millions d'euros au 31 décembre 2007) ; il s'agit pour 5 385 millions d'euros d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations (4 129 millions d'euros au 31 décembre 2007) dont 1 743 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR (*European Pressurized Reactor*) sur le site de Flamanville ;
- les productions électriques insulaires pour 986 millions d'euros du fait d'engagements liés principalement à la construction de centrales ;
- RTE EDF Transport pour 1 019 millions d'euros (885 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- EDF Energy pour 1 187 millions d'euros (115 millions d'euros au 31 décembre 2007) du fait d'engagements liés à la construction d'une centrale à cycle combiné gaz et aux réseaux ;
- Edison pour 785 millions d'euros (193 millions d'euros au 31 décembre 2007), dont 491 millions d'euros au titre du projet Aboukir. Edison a signé un accord de concession lui accordant l'exploration, la production et les droits de développement des champs off-shore d'Aboukir en Égypte. Cet accord permet à Edison d'augmenter ses réserves actuelles d'hydrocarbure de 27 milliards de mètres cubes d'équivalents gaz et d'augmenter d'ici 2013 sa production annuelle de gaz de 1,1 milliard de mètres cubes à 2,6 milliards de mètres cubes ;
- EDF Énergies Nouvelles (EEN) pour 2 169 millions d'euros (1 744 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- EnBW pour 875 millions d'euros (314 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent principalement :

- l'engagement de solidarité pris par les exploitants de centrales nucléaires allemands dans l'éventualité où, à la suite d'un accident nucléaire, l'un d'eux ne serait pas en mesure de faire face à ses obligations. Le montant consolidé par le groupe EDF au travers d'EnBW s'élève à 1 034 millions d'euros (1 034 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- Edison à hauteur de 613 millions d'euros (613 millions d'euros en 2007) ;
- EDF Trading à hauteur de 1 688 millions d'euros relatifs à des garanties bancaires données à diverses contreparties dans le cadre de son activité de trading ; ils ont crû principalement à la suite de l'acquisition d'Eagle Energy Partners (592 millions d'euros en 2007).

Les engagements vis-à-vis de CDC Ixis Capital Markets dans le cadre du contrat de couverture au risque tempête ont pris fin en décembre 2008 à l'expiration du contrat (240 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Les engagements reçus concernent principalement EDF. Il s'agit notamment des engagements reçus de la part des compagnies d'assurances pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR pour un montant de 2 843 millions d'euros (2 843 millions d'euros au 31 décembre 2007).

### 11.3.2 Accord de partenariat entre EDF et Enel

EDF et Enel ont signé, le 30 novembre 2007, un accord de partenariat industriel aux termes duquel Enel participe financièrement à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction, d'exploitation, de déconstruction et gestion de l'aval du cycle nucléaire de la centrale nucléaire de type EPR, Flamanville 3 et reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de cette centrale sur la durée de son exploitation. EDF est l'exploitant nucléaire de la centrale et en assume en conséquence la responsabilité totale.
Par ailleurs, préalablement à la réalisation effective de cet investissement, Enel a la possibilité d'acquérir progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.

## 11.4 Obligations et engagements en matière de location simple

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location simple en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent l'essentiel des engagements de location simple en tant que bailleur. Ils portent principalement sur les IPP asiatiques.

Le Groupe est également engagé en tant que preneur par des contrats de location simple 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. Ils portent principalement sur EDF, EDF Energy et EDF Trading.

Au 31 décembre 2008, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

| | 31.12.2008 | | | | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Échéances | | | |
| *(en millions d'euros)* | Total | < 1 an | 1 - 5 ans | > 5 ans | Total |
| Engagements de location simple en tant que bailleur | 1 662 | 216 | 749 | 697 | 1 778 |
| Engagements de location simple en tant que preneur | 2 593 | 611 | 1 442 | 540 | 2 709 |

# Note 12 Charges de personnel

**12.1** Charges de personnel 286
**12.2** Effectifs moyens 287

## 12.1 Charges de personnel

Les différentes composantes constituant les charges de personnel sont les suivantes :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Rémunérations | (6 976) | (6 548) |
| Charges de sécurité sociale | (1 451) | (1 123) |
| Intéressement et participation | (244) | (213) |
| Avantages non monétaires | (365) | (340) |
| Autres charges liées aux avantages à court terme | (238) | (67) |
| **Avantages à court terme** | **(9 274)** | **(8 291)** |
| **Avantages postérieurs à l'emploi** | **(1 218)** | **(1 665)** |
| Autres avantages à long terme | 24 | 70 |
| Plan d'attribution d'actions gratuites | - | (35) |
| Indemnités de fin de contrat | (8) | (17) |
| **Autres charges de personnel** | **16** | **18** |
| **CHARGES DE PERSONNEL** | **(10 476)** | **(9 938)** |

- L'augmentation des rémunérations résulte notamment pour la France des dispositions salariales relatives aux mesures d'accompagnement dans le cadre de la réforme des retraites des Industries électriques et gazières, en particulier l'augmentation du Salaire National de Base (note 3.1).

- **Offre réservée aux salariés**
  L'État a cédé le 3 décembre 2007, 2,5 % du capital d'EDF à des investisseurs institutionnels français et internationaux.
  En application de l'article 11 de la loi du 6 août 1986 et de l'article 26 de la loi du 9 août 2004, suite à une cession de titres par l'État, une offre à des conditions préférentielles d'acquisition a été proposée aux salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales en France et à l'étranger. Cette offre portait sur 8 millions d'actions existantes représentant 15 % du nombre total d'actions cédées, soit 0,4 % du capital. L'opération a comporté deux offres qui intègrent, comme avantages consentis, des actions gratuites, des délais de paiement, et pour l'une d'entre elles, un abondement de l'entreprise.
  Le prix de souscription a été fixé à 66 euros par action. À l'issue de l'opération qui s'est terminée le 22 septembre 2008, 3,2 millions d'actions ont été souscrites. Le règlement livraison est intervenu le 30 octobre 2008.
  Cette offre est comptabilisée en charges de personnel pour 52 millions d'euros (non comprises les charges sociales payées sur l'abondement versé par les entités étrangères) dont (7) millions d'euros en contrepartie des capitaux propres pour la part correspondant à l'évaluation de l'avantage non monétaire consenti aux salariés.

- Un plan d'attribution d'actions gratuites (ACT 2007) a été approuvé lors de l'assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2007. Les modalités définitives d'attribution, en particulier la liste des bénéficiaires au sein des sociétés du Groupe visées par cette opération et le nombre d'actions attribuées à chacun, ont été définies et approuvées lors du conseil d'administration du 30 août 2007. Les actions seront livrées le 31 août 2009 aux salariés titulaires d'un contrat de travail durant toute la période d'acquisition des droits, sauf exceptions spécifiées dans le plan, et sous réserve de l'atteinte d'un objectif de performance pour la période 2006-2008. Le nombre d'actions attribuées au 30 août 2007 est de 2,9 millions d'actions.

Ce plan est valorisé à la juste valeur des actions à la date d'attribution (72,5 euros par action au 30 août 2007) en fonction du cours de l'action EDF à cette date et des autres hypothèses actuarielles retenues.

La charge comptabilisée sur l'exercice correspond à une prise en compte prorata temporis sur la période d'acquisition, soit 100 millions d'euros sur un total estimé de 203 millions d'euros.

## 12.2 Effectifs moyens

| | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Statut IEG | 102 689 | 103 855 |
| Autres | 53 242 | 50 178 |
| **EFFECTIFS MOYENS** | **155 931** | **154 033** |

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.
Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont consolidés au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 28 204 équivalents temps plein au 31 décembre 2008 (26 280 équivalents temps plein au 31 décembre 2007).

# Note 13 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Subventions d'exploitation | 1 898 | 2 024 |
| Provision pour contribution des producteurs d'électricité au TaRTAM (hors prolongation jusqu'au 30 juin 2010) (1) | (17) | (248) |
| Résultat de déconsolidation | 61 | 46 |
| Résultat de cession d'immobilisations | (46) | (47) |
| Dotations nettes aux provisions sur actifs courants | (111) | 2 |
| Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation | 352 | 80 |
| Autres produits et autres charges | (54) | (98) |
| **AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS** | **2 083** | **1 759** |

*(1) Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.*

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue par EDF au titre de la « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE) instaurée par la loi du 3 janvier 2003. Cette contribution est due par le consommateur final (éligible ou non) et est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation. Depuis le 1er janvier 2005, les surcoûts résultant des tarifs de première nécessité et du dispositif pauvreté et précarité sont également pris en compte.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit net des dérivés de couverture de 1 876 millions d'euros en 2008 (1 864 millions d'euros en 2007). Cette diminution s'explique par la hausse des prix du marché de l'électricité entre ces deux périodes.
Le produit à recevoir de la CSPE a été estimé sur la base des hypothèses les plus probables appréciées à fin 2008.

La loi du 7 décembre 2006 a instauré, sur le territoire métropolitain français, un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, applicable de plein droit sur deux ans, à compter de la date de la première demande, au consommateur final d'électricité dès lors qu'il en fait la demande avant le 1er juillet 2007 à son fournisseur. L'arrêté du 3 janvier 2007 précise que ce tarif transitoire est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 10 %, 20 % ou 23 % suivant les caractéristiques du consommateur final choisissant de bénéficier du tarif réglementé transitoire.

Les fournisseurs qui, suite à cette demande, vont alimenter leurs clients au tarif réglementé transitoire d'ajustement, alors même qu'ils ne peuvent produire ou acquérir l'électricité fournie à un prix inférieur, bénéficient alors d'une compensation entre le coût de l'électricité fournie et les recettes liées à la fourniture au tarif réglementé transitoire.

Cette compensation versée aux fournisseurs d'électricité est assurée d'une part en utilisant une quote-part de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), d'autre part par une contribution des producteurs d'électricité d'origine nucléaire ou hydraulique dépassant certains seuils de production, dont EDF fait partie, dans la limite de 3 euros/MWh. Le montant de la contribution des producteurs d'électricité est calculé de sorte que cette contribution ajoutée à la CSPE couvre les charges supportées par les fournisseurs.

La contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité instaurée par le « Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (TaRTAM) a fait l'objet au 31 décembre 2006 d'une provision de 470 millions d'euros dans les comptes du Groupe au titre de la période de deux ans couverte par le dispositif. Compte tenu de la mise à jour des hypothèses (note 2.2.7), une dotation complémentaire de 248 millions d'euros a été constatée au cours de l'exercice 2007 et de 17 millions d'euros au cours de l'exercice 2008. L'effet de la prolongation du TaRTAM jusqu'au 30 juin 2010, en application de la loi n° 2008-776 de modernisation de l'économie du 4 août 2008 est décrit en note 14.

Outre la prolongation du dispositif du TaRTAM, cette loi prévoit également de permettre à tout consommateur final de bénéficier de ce tarif, quand bien même il ne bénéficierait pas actuellement du TaRTAM.

Les autres produits et charges de l'exercice 2008 intègrent les effets :
- de prestations non récurrentes effectuées par EDF SA pour 171 millions d'euros (produit) ;
- de la décision du Tribunal administratif du 4 juillet 2008 dans le litige qui oppose RTE EDF Transport à la SNCF relatif au loyer dû pour l'utilisation du réseau d'énergie électrique à haute tension qui appartenait à la SNCF. RTE a décidé de faire appel de cette décision avec demande de sursis à exécution (charge) ;
- de l'arrivée à échéance le 17 décembre 2008 d'un contrat d'assurance tempête de type indiciel. Les termes de ce contrat prévoyaient qu'une partie des primes versées sur la période d'assurance était récupérable. En l'absence de tempête ayant dépassé le seuil d'indemnisation pendant la période sous assurance, cette réserve a été reversée à ERDF et comptabilisée en produit pour 137 millions d'euros.

Les opérations à caractère inhabituel par leur montant ou leur nature sont présentées en autres produits et charges d'exploitation (voir note 16).

# Note 14 Prolongation du TaRTAM – Loi du 4 août 2008

Un complément de provisions de 1 263 millions d'euros a été enregistré au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité en 2009 et 2010 suite à la prolongation jusqu'au 30 juin 2010 du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Ainsi qu'indiqué en note 2.2.7, ce montant est estimé au mieux de la connaissance et des estimations du Groupe sur une série d'hypothèses sujettes à des aléas. Il est partiellement compensé à hauteur de 68 millions d'euros par des refacturations attendues auprès de partenaires dans des centrales nucléaires, pour lesquels ces charges sont répercutées.

# Note 15 Pertes de valeur / reprises

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Pertes de valeur sur goodwill | - | (68) |
| Pertes de valeur sur immobilisations | (218) | (93) |
| Reprises de pertes de valeur | 103 | 11 |
| **PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES** | **(115)** | **(150)** |

Le coût moyen pondéré du capital net d'impôt, utilisé pour les tests de dépréciation, évolue dans une fourchette de :

- 4,7 % à 4,9 % pour les activités régulées en zone euro (4,7 % à 5,3 % en 2007) ;
- 7 % à 7,4 % pour les activités non régulées en zone euro (6,2 % à 7,8 % en 2007) ;
- 6,5 % à 9,7 % Europe hors zone euro (5,8 % à 10,5 % en 2007).

Compte tenu du niveau du coût moyen pondéré du capital net d'impôt pour les activités régulées, une variation de taux est plus sensible sur ces activités.

En 2008, les mouvements concernent principalement :

- les reprises de pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles des sociétés polonaises Ersa/(Rybnik) et Kogeneracja pour un montant de 87 millions d'euros du fait de l'amélioration durable de la rentabilité de ces sociétés en liaison avec le redressement des prix de l'électricité en Pologne ;
- des reprises de perte de valeur des turbines situées au Brésil dans le cadre de leur cession ;
- des dépréciations sur des centrales CIP6 d'Edison ;
- les pertes de valeur sur les actifs réseaux d'EnBW pour (174) millions d'euros suite à la baisse des péages de transport.

En 2007, les pertes de valeur concernent principalement le goodwill et les immobilisations du réseau de transport d'EnBW, suite à l'annonce par le régulateur allemand, le 17 janvier 2008, d'une baisse de 11 % sur les péages du réseau de transport. La perte s'affecte à hauteur de 67 millions d'euros sur le goodwill et 76 millions d'euros sur les immobilisations.

# Note 16 Autres produits et charges d'exploitation

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.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2008 représentent un gain net de 25 millions d'euros, qui se compose principalement de l'impact non récurrent de la réforme du régime de retraite des IEG en France (voir note 3.1.3) pour 34 millions d'euros.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2007 représentent un produit net de 1 063 millions d'euros. Ils comprennent pour l'essentiel :

- le résultat de cession de la participation résiduelle de 25 % dans Edenor pour un montant de 111 millions d'euros ;
- le résultat de cession des activités au Mexique pour un montant de 345 millions d'euros ;
- l'effet des dotations et reprises sur provisions pour renouvellement au titre de l'allongement des durées de vie des bâtiments des postes de transformation et de la suppression de la provision pour renouvellement du matériel de comptage pour un montant de 555 millions d'euros.

# Note 17 Résultat financier

17.1 Coût de l'endettement financier brut 290
17.2 Charge d'actualisation 290
17.3 Autres produits et charges financiers 291

## 17.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Charges d'intérêts sur opérations de financement | (1 684) | (1 660) |
| Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes | (6) | 3 |
| Inefficacité des couvertures de flux de trésorerie | - | 1 |
| Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie | 16 | (2) |
| Résultat net de change sur endettement (1) | 17 | 53 |
| **COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT** | **(1 657)** | **(1 605)** |

*(1) Un reclassement des montants présents au 31 décembre 2007 a été effectué afin de compenser le gain de change de 113 millions d'euros portant sur la dette finançant les filiales anglaises inscrit en coût de l'endettement financier brut avec les variations de juste valeur et le résultat de change relatifs à des instruments de couverture économique de cette dette figurant dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » (voir note 17.3).*

## 17.2 Charge d'actualisation

La charge d'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme | (1 228) | (1 140) |
| Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs | (1 520) | (1 460) |
| Autres provisions | (49) | (32) |
| **CHARGE D'ACTUALISATION** | **(2 797)** | **(2 632)** |

# 17.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie | 188 | 96 |
| Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente | 547 | 866 |
| Produits (charges) sur autres actifs financiers | 351 | 400 |
| Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat | (155) | 20 |
| Autres charges financières | (81) | (55) |
| Résultat de change sur éléments financiers hors dettes (1) | (83) | (68) |
| Rendement des actifs de couverture des engagements sociaux | 520 | 444 |
| **AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS** | **1 287** | **1 703** |

*(1) Un reclassement des montants présents au 31 décembre 2007 a été effectué afin de compenser le gain de change de 113 millions d'euros portant sur la dette finançant les filiales anglaises inscrit en coût de l'endettement financier brut avec les variations de juste valeur et le résultat de change relatifs à des instruments de couverture économique de cette dette figurant dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » (voir note 17.1).*

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. La diminution constatée en 2008 intègre les effets négatifs de la dégradation des marchés financiers qui s'est traduite notamment par une diminution des plus-values réalisées sur le portefeuille des titres et par une dépréciation de 156 millions d'euros sur les titres Constellation (voir note 4.2).

Les variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat comprennent notamment des pertes liées à l'évaluation des instruments financiers affectés par la dégradation des marchés financiers, ainsi que des gains réalisés sur des opérations de change et sur le dénouement d'un dérivé incorporé sur un contrat de vente d'électricité en Hongrie.

# Note 18 Impôts sur les résultats

**18.1** Ventilation de la charge d'impôt 292

**18.2** Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective 293

**18.3** Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature 294

**18.4** Déficits reportables et crédits d'impôt 294

**18.5** Impôt constaté en capitaux propres 294

## 18.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Impôts exigibles | (1 534) | (2 071) |
| Impôts différés | (27) | 230 |
| **TOTAL** | **(1 561)** | **(1 841)** |

En 2008, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF pour (725) millions d'euros et des autres filiales pour (809) millions d'euros (respectivement (1 402) millions d'euros et (669) millions d'euros en 2007). Elle intègre les effets de la baisse des taux d'impôt sur les sociétés votées en 2007 et applicable à compter de 2008 en Angleterre, en Allemagne et en Italie. Dans ce dernier pays, la baisse a toutefois été partiellement compensée par une hausse de 5,5 % du taux d'impôt, instauré par un décret-loi du 25 juin 2008, sur les profits réalisés par les sociétés du secteur de l'énergie (75 millions d'euros).

Au titre de l'exercice, les impôts différés comprennent les effets de la suppression progressive de l'amortissement fiscal des immeubles industriels adoptée par la loi de Finances 2008 en Angleterre (*Industrial Building Allowance*) pour 34 millions d'euros ainsi que ceux liés à la taxation complémentaire des sociétés du secteur de l'énergie en Italie exposée ci-dessus.

En 2007, les impôts différés intégraient un produit de 493 millions d'euros correspondant à la baisse des impôts différés passifs d'EnBW, EDF Energy et Edison liée aux baisses de taux d'imposition votées en Allemagne, au Royaume-Uni et en Italie et applicables à compter de 2008. La réforme allemande avait l'impact le plus significatif (304 millions d'euros).

# 18.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective

## 18.2.1 Rapprochement du taux d'impôt théorique et du taux d'impôt effectif

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| **Résultat des sociétés intégrées avant impôt** | **4 744** | **7 457** |
| Pertes de valeur sur goodwill | - | 68 |
| **Résultat des sociétés intégrées avant impôt et pertes de valeur sur goodwill** | **4 744** | **7 525** |
| **Charge théorique d'impôt** | **(1 633)** | **(2 591)** |
| Différences de taux d'imposition | 46 | 538 |
| Écarts permanents | (69) | 157 |
| Impôts sans base | 62 | (10) |
| Dépréciation d'impôts différés actifs | 2 | 47 |
| Autres | 31 | 18 |
| **Charge réelle d'impôt** | **(1 561)** | **(1 841)** |
| **TAUX EFFECTIF D'IMPÔT** | **32,91 %** | **24,47 %** |

La différence entre le taux d'impôt France (34,43 %) et le taux effectif s'explique essentiellement :

- pour 2008 par :
  - le réajustement des impôts différés suite aux évolutions des règles fiscales intervenues au cours de l'exercice en Angleterre et en Italie pour (118) millions d'euros,
  - l'impact positif de la réforme française du crédit impôt recherche pour 38 millions d'euros,
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 164 millions d'euros.
- pour 2007 par :
  - le réajustement des impôts différés suite à la baisse du taux d'impôt sur les sociétés de 38 % à 29 % intervenue en Allemagne pour 304 millions d'euros,
  - le réajustement des impôts différés suite à la baisse du taux d'impôt sur les sociétés intervenue également au Royaume-Uni pour 114 millions d'euros et en Italie pour 75 millions d'euros,
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères (45 millions d'euros),
  - les économies fiscales liées à l'exonération des résultats de cession des sociétés consolidées, intervenues en 2007, entraînant un effet positif d'impôt de :
    - 38 millions d'euros pour la cession d'Edenor,
    - 150 millions d'euros pour la cession des activités mexicaines.

## 18.2.2 Variation de l'impôt différé

| *(en millions d'euros)* | Impôt différé actif | Provision pour dépréciation des impôts différés actifs | Impôt différé actif net | Impôt différé passif | Impôt différé net |
|---|---|---|---|---|---|
| **Situation au 31 décembre 2006** | **3 417** | **(1 250)** | **2 167** | **(4 646)** | **(2 479)** |
| Variation des bases | (553) | 17 | (536) | 97 | (439) |
| Variation des périmètres | 42 | (13) | 29 | (76) | (47) |
| Écarts de conversion | (48) | (3) | (51) | 190 | 139 |
| **Situation au 31 décembre 2007** | **2 858** | **(1 249)** | **1 609** | **(4 435)** | **(2 826)** |
| Variation des bases | 1 411 | 42 | 1 453 | (259) | 1 194 |
| Variation des périmètres | 105 | (1) | 104 | (6) | 98 |
| Écarts de conversion | (256) | 2 | (254) | 614 | 360 |
| **SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2008** | **4 118** | **(1 206)** | **2 912** | **(4 086)** | **(1 174)** |

En 2008, la variation des bases de 1 194 millions d'euros affecte le compte de résultat à hauteur de (27) millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de 1 435 millions d'euros.

En 2007, la variation des bases de (439) millions d'euros a affecté le compte de résultat à hauteur de 230 millions d'euros et les capitaux propres à hauteur de (691) millions d'euros.

# 18.3 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| **Impôts différés Actif :** | | |
| Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal | 989 | 880 |
| Provisions pour engagements de retraite non déductibles | 3 863 | 4 166 |
| Autres provisions non déductibles | 908 | 968 |
| Autres différences temporelles déductibles | 2 331 | 1 611 |
| Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes | 485 | 177 |
| Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés | 47 | 102 |
| Compensation impôts différés actif / passif | (4 505) | (5 046) |
| **Sous-total impôts différés actifs - valeur brute** | **4 118** | **2 858** |
| Provision pour dépréciation des impôts différés actifs | (1 206) | (1 249) |
| **Total des impôts différés actifs - valeur nette** | **2 912** | **1 609** |
| **Impôts différés Passif :** | | |
| Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal | (5 256) | (5 524) |
| Autres différences temporelles taxables | (2 374) | (2 778) |
| Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes | (959) | (1 177) |
| Compensation impôts différés actif / passif | 4 503 | 5 044 |
| **Total des impôts différés Passif** | **(4 086)** | **(4 435)** |
| **IMPÔT DIFFÉRÉ NET** | **(1 174)** | **(2 826)** |

# 18.4 Déficits reportables et crédits d'impôt

Au 31 décembre 2008, les déficits fiscaux reportables ainsi que les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 206 millions d'euros (1 249 millions d'euros au 31 décembre 2007). La majeure partie de cette économie d'impôt potentielle repose sur le stock d'impôts différés actifs relatifs aux avantages du personnel en France.

# 18.5 Impôt constaté en capitaux propres

Le montant d'impôt différé relatif aux éléments imputés dans les capitaux propres durant l'exercice 2008 s'élève à 1 435 millions d'euros ((691) millions d'euros en 2007). Il correspond, pour l'exercice 2008, à hauteur de :

- 1 517 millions d'euros aux variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et des instruments de couverture (voir notes 25.3.2 et 36.4) ;
- (82) millions d'euros au recyclage en résultat de ces éléments (voir notes 25.3.2 et 36.4).

# Note 19 Goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| **Valeur nette comptable à l'ouverture** | **7 266** | **7 123** |
| Acquisitions | 138 | 441 |
| Cessions | (8) | (2) |
| Pertes de valeur | (4) | (68) |
| Différences de conversion | (580) | (238) |
| Autres mouvements | (5) | 10 |
| **VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE** | **6 807** | **7 266** |
| Valeur brute à la clôture | 7 641 | 8 096 |
| Cumul des pertes de valeur à la clôture | (834) | (830) |

Les goodwill se répartissent comme suit :

| *(en millions d'euros)* | Royaume-Uni | Allemagne | Italie | Reste Europe | Reste du monde | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **AU 31 DÉCEMBRE 2008** | **1 786** | **1 405** | **2 020** | **1 501** | **95** | **6 807** |
| Au 31 décembre 2007 | 2 320 | 1 390 | 2 031 | 1 435 | 90 | 7 266 |

En 2008, la diminution du goodwill porte principalement sur EDF Energy consécutivement à la dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro.

En 2007, l'augmentation du goodwill avait notamment intégré :
- en Allemagne, les effets de la croissance externe d'EnBW ;
- en Italie, les effets de l'exercice des warrants Edison ;
- sur le segment « Reste Europe », les opérations de croissance externe de Dalkia International, d'EDF Énergies Nouvelles, les acquisitions de Fahrenheit et du lot complémentaire de 13,77 % d'Électricité de Strasbourg ;
- sur le segment « Reste du monde », la prise de participation dans Unistar Nuclear Energy.

Une dépréciation de 67 millions d'euros du goodwill affecté à l'activité Transport chez EnBW avait par ailleurs été enregistrée en 2007 (voir note 5.2.2).

# Note 20 Autres actifs incorporels

**20.1** Au 31 décembre 2008 296
**20.2** Au 31 décembre 2007 296

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

## 20.1 Au 31 décembre 2008

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2007 | Acquisitions | Cessions | Dotations aux amortissements | Écarts de conversion | Autres mouvements | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Droits d'émission de gaz à effet de serre - Certificats Verts | 228 | 667 | (342) | - | (69) | 68 | 552 |
| Autres immobilisations incorporelles | 3 581 | 579 | (62) | - | (68) | 135 | 4 165 |
| **Valeurs brutes** | **3 809** | **1 246** | **(404)** | **-** | **(137)** | **203** | **4 717** |
| Amortissements cumulés | (1 388) | - | 60 | (391) | 47 | 31 | (1 641) |
| **VALEURS NETTES** | **2 421** | **1 246** | **(344)** | **(391)** | **(90)** | **234** | **3 076** |

## 20.2 Au 31 décembre 2007

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2006 | Acquisitions | Cessions | Dotations aux amortissements | Écarts de conversion | Autres mouvements | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Droits d'émission de gaz à effet de serre | 241 | 237 | (238) | - | (19) | 7 | 228 |
| Autres immobilisations incorporelles | 2 997 | 488 | (45) | - | (29) | 170 | 3 581 |
| **Valeurs brutes** | **3 238** | **725** | **(283)** | **-** | **(48)** | **177** | **3 809** |
| Amortissements cumulés | (1 138) | - | 41 | (315) | 15 | 9 | (1 388) |
| **VALEURS NETTES** | **2 100** | **725** | **(242)** | **(315)** | **(33)** | **186** | **2 421** |

Les droits d'émission de gaz à effet de serre font l'objet d'une provision pour risques (voir note 32.6.3).

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat est évalué à 375 millions d'euros pour l'exercice clos le 31 décembre 2008.

# Note 21 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

**21.1** Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 297

**21.2** Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours) 297

## 21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Immobilisations | 40 253 | 38 691 |
| Immobilisations en cours | 960 | 1 291 |
| **IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE** | **41 213** | **39 982** |

## 21.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (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 31.12.2006** | **2 005** | **25** | **59 446** | **2 790** | **64 266** |
| Augmentations (1) | 17 | - | 1 956 | 87 | 2 060 |
| Diminutions | (23) | - | (263) | (169) | (455) |
| Écarts de conversion | - | - | - | - | - |
| Mouvements de périmètre | - | - | - | - | - |
| Autres mouvements | 61 | (14) | 6 | 62 | 115 |
| **Valeurs brutes au 31.12.2007** | **2 060** | **11** | **61 145** | **2 770** | **65 986** |
| Augmentations (1) | 46 | - | 3 245 | 202 | 3 493 |
| Diminutions | (35) | - | (321) | (194) | (550) |
| Écarts de conversion | - | - | - | - | - |
| Mouvements de périmètre | - | - | - | - | - |
| Autres mouvements | 47 | (1) | 13 | 27 | 86 |
| **Valeurs brutes au 31.12.2008** | **2 118** | **10** | **64 082** | **2 805** | **69 015** |
| **Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006** | **(1 076)** | **(8)** | **(22 708)** | **(1 984)** | **(25 776)** |
| Dotations nettes aux amortissements | (32) | - | (146) | (102) | (280) |
| Diminutions | 20 | - | 188 | 164 | 372 |
| Écarts de conversion | - | - | - | - | - |
| Mouvements de périmètre | - | - | - | - | - |
| Autres mouvements (2) | (49) | 6 | (1 483) | (85) | (1 611) |
| **Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007** | **(1 137)** | **(2)** | **(24 149)** | **(2 007)** | **(27 295)** |
| Dotations nettes aux amortissements | (33) | - | (151) | (100) | (284) |
| Diminutions | 35 | - | 257 | 193 | 485 |
| Écarts de conversion | - | - | - | - | - |
| Mouvements de périmètre | - | - | - | - | - |
| Autres mouvements (2) | (40) | (1) | (1 559) | (68) | (1 668) |
| **Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2008** | **(1 175)** | **(3)** | **(25 602)** | **(1 982)** | **(28 762)** |
| **Valeurs nettes au 31.12.2006** | **929** | **17** | **36 738** | **806** | **38 490** |
| **Valeurs nettes au 31.12.2007** | **923** | **9** | **36 996** | **763** | **38 691** |
| **VALEURS NETTES AU 31.12.2008** | **943** | **7** | **38 480** | **823** | **40 253** |

*(1) Les augmentations comprennent également les immobilisations remises à titre gratuit.*
*(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.*

# Note 22 Immobilisations en concessions des autres activités

**22.1** Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités 298

**22.2** Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 298

## 22.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Immobilisations | 25 996 | 26 390 |
| Immobilisations en cours | 961 | 761 |
| **IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS** | **26 957** | **27 151** |

## 22.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

| *(en millions d'euros)* | Terrains et constructions | Installations productions thermique et hydraulique | Réseaux | Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| **Valeurs brutes au 31.12.2006** | **3 760** | **8 894** | **29 915** | **2 005** | **44 574** |
| Augmentations | 62 | 103 | 929 | 81 | 1 175 |
| Diminutions | (13) | (16) | (100) | (79) | (208) |
| Écarts de conversion | (54) | (31) | (828) | (39) | (952) |
| Mouvements de périmètre | (5) | (84) | 64 | - | (25) |
| Autres mouvements | - | 50 | 39 | 4 | 93 |
| **Valeurs brutes au 31.12.2007** | **3 750** | **8 916** | **30 019** | **1 972** | **44 657** |
| Augmentations | 92 | 132 | 1 747 | 349 | 2 320 |
| Diminutions | (19) | (30) | (146) | (87) | (282) |
| Écarts de conversion | (116) | 20 | (2 324) | (28) | (2 448) |
| Mouvements de périmètre | - | - | 5 | (1) | 4 |
| Autres mouvements (1) | 45 | (12) | 629 | (7) | 655 |
| **Valeurs brutes au 31.12.2008** | **3 752** | **9 026** | **29 930** | **2 198** | **44 906** |
| **Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006** | **(1 798)** | **(4 304)** | **(10 019)** | **(1 373)** | **(17 494)** |
| Dotations nettes aux amortissements | (80) | (206) | (783) | (101) | (1 170) |
| Diminutions | 10 | 11 | 73 | 74 | 168 |
| Écarts de conversion | 17 | 5 | 168 | 18 | 208 |
| Mouvements de périmètre | 1 | 9 | - | - | 10 |
| Autres mouvements | 2 | 6 | 4 | (1) | 11 |
| **Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007** | **(1 848)** | **(4 479)** | **(10 557)** | **(1 383)** | **(18 267)** |
| Dotations nettes aux amortissements | (82) | (230) | (891) | (88) | (1 291) |
| Diminutions | 12 | 18 | 115 | 80 | 225 |
| Écarts de conversion | 32 | (7) | 473 | (10) | 488 |
| Mouvements de périmètre | - | - | 1 | 1 | 2 |
| Autres mouvements (1) | (2) | (1) | (71) | 7 | (67) |
| **Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2008** | **(1 888)** | **(4 699)** | **(10 930)** | **(1 393)** | **(18 910)** |
| **Valeurs nettes au 31.12.2006** | **1 962** | **4 590** | **19 896** | **632** | **27 080** |
| **Valeurs nettes au 31.12.2007** | **1 902** | **4 437** | **19 462** | **589** | **26 390** |
| **VALEURS NETTES AU 31.12.2008** | **1 864** | **4 327** | **19 000** | **805** | **25 996** |

*(1) Dont reclassement pour 555 millions d'euros au Royaume-Uni (note 23.2).*

Les écarts de conversion sur le Royaume-Uni sont liés à la dépréciation de la livre sterling entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008.

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France, (transport et production hydraulique), Grande-Bretagne, Allemagne et Italie.

# Note 23 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre


**23.1** Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 299

**23.2** Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 300

**23.3** Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement 301


## 23.1 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)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Immobilisations | 33 547 | 33 855 |
| Immobilisations en cours | 5 389 | 3 655 |
| Immobilisations financées par location-financement | 309 | 298 |
| **IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE** | **39 245** | **37 808** |

# 23.2 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 31.12.2006** | **11 855** | **45 474** | **14 446** | **1 577** | **6 908** | **80 260** |
| Augmentations | 306 | 866 | 718 | 773 | 886 | 3 549 |
| Diminutions | (336) | (221) | (49) | (64) | (140) | (810) |
| Écarts de conversion | 9 | - | (162) | (33) | (37) | (223) |
| Mouvements de périmètre | 131 | - | (671) | 170 | 20 | (350) |
| Autres mouvements | (47) | 17 | (266) | (45) | (432) | (773) |
| **Valeurs brutes au 31.12.2007** | **11 918** | **46 136** | **14 016** | **2 378** | **7 205** | **81 653** |
| Augmentations | 407 | 709 | 857 | 64 | 1 543 | 3 580 |
| Diminutions | (122) | (276) | (56) | (1) | (148) | (603) |
| Écarts de conversion | (159) | - | (665) | (30) | (370) | (1 224) |
| Mouvements de périmètre | 25 | - | 3 | 2 | 99 | 129 |
| Autres mouvements [1] | (35) | 89 | 19 | (671) | (19) | (617) |
| **Valeurs brutes au 31.12.2008** | **12 034** | **46 658** | **14 174** | **1 742** | **8 310** | **82 918** |
| **Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2006** | **(5 756)** | **(28 826)** | **(7 451)** | **(767)** | **(3 469)** | **(46 269)** |
| Dotations nettes aux amortissements | (308) | (1 160) | (609) | (146) | (418) | (2 641) |
| Diminutions | 258 | 182 | 40 | 58 | 120 | 658 |
| Écarts de conversion | (15) | - | 21 | (2) | 31 | 35 |
| Mouvements de périmètre | (29) | - | 226 | (71) | (4) | 122 |
| Autres mouvements | 66 | 1 | 187 | (10) | 53 | 297 |
| **Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2007** | **(5 784)** | **(29 803)** | **(7 586)** | **(938)** | **(3 687)** | **(47 798)** |
| Dotations nettes aux amortissements | (314) | (1 214) | (515) | (125) | (454) | (2 622) |
| Cessions | 75 | 246 | 40 | 6 | 156 | 523 |
| Écarts de conversion | 37 | - | 273 | (9) | 161 | 462 |
| Mouvements de périmètre | (4) | - | (5) | (1) | (18) | (28) |
| Autres mouvements [1] | 9 | (6) | 7 | 99 | (17) | 92 |
| **Amortissements et pertes de valeur au 31.12.2008** | **(5 981)** | **(30 777)** | **(7 786)** | **(968)** | **(3 859)** | **(49 371)** |
| **Valeurs nettes au 31.12.2006** | **6 099** | **16 648** | **6 995** | **810** | **3 439** | **33 991** |
| **Valeurs nettes au 31.12.2007** | **6 134** | **16 333** | **6 430** | **1 440** | **3 518** | **33 855** |
| **VALEURS NETTES AU 31.12.2008** | **6 053** | **15 881** | **6 388** | **774** | **4 451** | **33 547** |

*(1) Dont reclassement en immobilisations en concessions des autres activités pour 555 millions d'euros au Royaume-Uni (voir note 22.2).*

La réalisation de tests de dépréciation a conduit le Groupe à constater, au 31 décembre 2008, une perte de valeur nette de 115 millions d'euros (79 millions d'euros au 31 décembre 2007) de certains actifs corporels du domaine propre. Ces dépréciations concernent principalement les réseaux de transport d'EnBW (174 millions d'euros), essentiellement sur les activités gaz, ainsi que des reprises d'*impairment* en Pologne : 54 millions d'euros sur Ersa et 33 millions d'euros sur Kogeneracja.

## 23.3 Obligations et engagements en matière de contrats de location-financement

Le Groupe est engagé au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur. Ils portent essentiellement sur EDF Energy.

Le Groupe est également engagé 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. Ils concernent essentiellement Tiru et Sofilo.

Au 31 décembre 2008, le montant des engagements de loyers irrévocables s'analyse comme suit :

| | 31.12.2008 | | | | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Échéances | | | |
| *(en millions d'euros)* | Total | < 1 an | 1 - 5 ans | > 5 ans | Total |
| Engagements de location-financement en tant que bailleur | 439 | 45 | 204 | 190 | 589 |
| Engagements de location-financement en tant que preneur | 229 | 14 | 144 | 71 | 246 |

# Note 24 Titres mis en équivalence

Le détail des entreprises associées est le suivant :

| | 31.12.2008 | | | | 31.12.2007 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Activité principale [1] | Quote-part d'intérêts dans le capital (en %) | Quote-part de capitaux propres | Dont quote-part de résultat | Quote-part de capitaux propres | Dont quote-part de résultat |
| Groupe Atel [2] | P | 24,8 | 803 | 115 | 671 | 102 |
| Dalkia Holding | S | 34,0 | 521 | 90 | 466 | 24 |
| EVN | D | 16,4 | 478 | 37 | 441 | 38 |
| Estag | P | 20,0 | 383 | 32 | 365 | 34 |
| Autres titres mis en équivalence | | | 634 | 78 | 587 | (30) |
| **TITRES MIS EN ÉQUIVALENCE** | | | **2 819** | **352** | **2 530** | **168** |

*(1) S = services, P = production, D = distribution.*

*(2) Le groupe Atel comprend les sociétés Atel holding et Atel.*

Les principales variations de l'exercice 2008 résultent :

- du transfert des actifs et passifs de Metronet à Transport for London (TFL) en date du 27 mai 2008 qui a conduit à reprendre à hauteur de 25 millions de livres sterling, soit 33 millions d'euros, les provisions constituées en 2007 pour couvrir les risques associés à la mise sous administration judiciaire de la société ;
- de la plus-value de 63 millions d'euros réalisée par Dalkia Holding à l'occasion de la cession de la société Clemessy.

Au 31 décembre 2007, les principaux indicateurs publiés relatifs aux sociétés mises en équivalence étaient les suivants :

| *(en millions d'euros)* | Total Actif | Total Passif (hors capitaux propres) | Chiffre d'affaires | Résultat net |
|---|---|---|---|---|
| Atel | 5 671 | 3 483 | 8 187 | 474 |
| Dalkia holding (1) | 7 823 | 5 581 | 6 946 | 201 |
| EVN (2) | 6 636 | 3 428 | 2 397 | 230 |
| Estag | 2 238 | 974 | 1 174 | 162 |

*(1) Données financières consolidées qui intègrent Dalkia Investissement et Dalkia International.*

*(2) Données financières au 30 septembre 2008.*

# Note 25 Actifs financiers courants et non courants

**25.1** Répartition entre les actifs financiers courants et non courants 302

**25.2** Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés 303

**25.3** Détail des actifs financiers 303

**25.4** Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti 305

**25.5** Engagements liés aux investissements 306

## 25.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

| | 31.12.2008 | | | 31.12.2007 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *(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 | 4 831 | 2 | 4 833 | 5 967 | 2 | 5 969 |
| Actifs financiers disponibles à la vente* | 7 925 | 15 187 | 23 112 | 6 223 | 13 799 | 20 022 |
| Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance* | 78 | 449 | 527 | 68 | 459 | 527 |
| Juste valeur positive des dérivés de couverture | 2 079 | 1 626 | 3 705 | 1 667 | 632 | 2 299 |
| Prêts et créances financières* | 416 | 839 | 1 255 | 951 | 913 | 1 864 |
| **ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS** | **15 329** | **18 103** | **33 432** | **14 876** | **15 805** | **30 681** |

** Nets de dépréciation pour 530 millions d'euros (374 millions d'euros en 2007).*

Les actifs financiers à la juste valeur concernent principalement EDF Trading.

La diminution traduit notamment l'effet de la variation des volumes et du prix des matières premières sur la position d'EDF Trading. Un effet similaire est constaté au passif (note 34.1).

Les actifs financiers disponibles à la vente enregistrent 19 059 millions d'euros d'acquisition, 12 112 millions d'euros de cession et 3 265 millions d'euros de variations de juste valeur résultant de la chute des marchés financiers.

# 25.2 Variation des actifs financiers courants et non courants hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

## 25.2.1 Au 31 décembre 2008

| (en millions d'euros) | 31.12.2007 | Augmentations | Diminutions | Variations de juste valeur | Autres | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Actifs financiers disponibles à la vente | 20 022 | 18 858 | (12 074) | (3 265) | (429) | 23 112 |
| Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance | 527 | 74 | (69) | - | (5) | 527 |
| Prêts et créances financières | 1 864 | 1 448 | (1 267) | - | (790) | 1 255 |

## 25.2.2 Au 31 décembre 2007

| (en millions d'euros) | 31.12.2006 | Augmentations | Diminutions | Variations de juste valeur | Autres | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Actifs financiers disponibles à la vente | 21 467 | 11 496 | (12 899) | 286 | (328) | 20 022 |
| Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance | 442 | 154 | (36) | - | (33) | 527 |
| Prêts et créances financières | 1 894 | 358 | (281) | - | (107) | 1 864 |

# 25.3 Détail des actifs financiers

## 25.3.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

| (en millions d'euros) | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Juste valeur positive des dérivés de transaction | 4 753 | 5 880 |
| Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction (1) | 80 | 89 |
| **ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT** | **4 833** | **5 969** |
| *(1) Part qualifiée d'actifs liquides* | *74* | *80* |

La juste valeur des dérivés est majoritairement déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché (voir note 2.16.1.6.2).

## 25.3.2 Actifs financiers disponibles à la vente

| | 31.12.2008 | | | 31.12.2007 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (en millions d'euros) | Actions* | Titres de dettes | Total | Actions* | Titres de dettes | Total |
| Actifs dédiés d'EDF | 4 163 | 4 495 | 8 658 | 5 050 | 3 554 | 8 604 |
| Actifs liquides | 4 957 | 1 694 | 6 651 | 1 349 | 4 253 | 5 602 |
| Participation stratégique | 634 | - | 634 | - | - | - |
| Autres titres | 5 166 | 2 003 | 7 169 | 4 447 | 1 369 | 5 816 |
| **ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE** | **14 920** | **8 192** | **23 112** | **10 846** | **9 176** | **20 022** |

** Actions ou OPCVM.*

La ligne « Participation stratégique » correspond aux titres Constellation Energy Group (voir note 4.2).

La part du portefeuille évaluée par référence à des prix cotés ou publiés sur un marché actif s'élève à 82,00 % au 31 décembre 2008 (96,43 % au 31 décembre 2007).

Les moins-values latentes constatées sur l'exercice sont la conséquence de la crise des marchés financiers sur les portefeuilles investis en actions du Groupe.

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres sur la période s'analysent comme suit :

**– Au cours de l'exercice 2008**

| *(en millions d'euros)* | Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1) | Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres | Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1) | Variations brutes de juste valeur transférées en résultat (2) | Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat | Variations nettes de juste valeur transférées en résultat (2) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Actifs financiers disponibles à la vente - actions | (3 235) | 919 | (2 316) | 50 | (21) | 29 |
| Actifs financiers disponibles à la vente - dettes | 100 | (47) | 53 | 35 | (9) | 26 |
| Actifs liquides | (24) | 8 | (16) | (23) | 8 | (15) |
| Autres titres | (10) | 5 | (5) | 21 | (7) | 14 |
| **ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE** | **(3 169)** | **885** | **(2 284)** | **83** | **(29)** | **54** |

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres sur 2008 concernent principalement :

- EDF pour (3 010) millions d'euros dont (1 786) millions d'euros au titre des actifs dédiés, le solde de (1 224) millions d'euros portant principalement sur deux titres de participation. Au 31 décembre 2008, aucune perte latente significative n'a été identifiée sur ces deux titres ;
- EnBW pour (245) millions d'euros.

Pour EDF, au 31 décembre 2008, aucune dépréciation pour perte de valeur n'a été enregistrée en résultat.

L'impact en capitaux propres tient compte de l'économie d'impôt courant ou d'impôt différé attachée à ces moins-values.

**– Au cours de l'exercice 2007**

| *(en millions d'euros)* | Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1) | Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres | Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1) | Variations brutes de juste valeur transférées en résultat (2) | Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat | Variations nettes de juste valeur transférées en résultat (2) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Actifs financiers disponibles à la vente - actions | 684 | (111) | 573 | 258 | (55) | 203 |
| Actifs financiers disponibles à la vente - dettes | (52) | 20 | (32) | (4) | 1 | (3) |
| Actifs liquides | (73) | 25 | (48) | - | - | - |
| **ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE** | **559** | **(66)** | **493** | **254** | **(54)** | **200** |

*(1) + / ( ) : augmentation / diminution des capitaux propres.*
*(2) + / ( ) : augmentation / diminution du résultat.*

### 25.3.2.1 COMPOSITION DU PORTEFEUILLE D'ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

Le portefeuille des actifs dédiés d'EDF est constitué d'actifs financiers dédiés à la couverture des charges de long terme liées à la déconstruction des centrales nucléaires et à l'aval du cycle nucléaire (voir note 32.4.3). Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise.

Ces actifs gérés dans une optique de long terme sont composés de placements diversifiés obligataires, actions et monétaires, conformément à une allocation stratégique fixée par le conseil d'administration, révisable périodiquement.

La gestion et la gouvernance de ces fonds sont conformes aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Une partie de ces placements constitués d'actions et d'obligations est actuellement détenue et gérée directement par EDF et figure en tant que telle à son bilan. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères sélectionnées sur dossier ou sur appel d'offres. Elle couvre différents segments de marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif.

Les fonds réservés doivent respecter l'évolution d'un indice boursier de référence dans le cadre d'une limite stricte de risque exprimée sous forme de « tracking error ». EDF n'intervenant pas dans la gestion opérationnelle des fonds à l'intérieur des objectifs fixés par les conventions d'investissement, la consolidation ligne à ligne des fonds réservés ne traduirait pas l'objectif de gestion recherché. Ces fonds constituent des actifs financiers à part entière dont la valeur liquidative représente leur valeur de marché. En conséquence, ils sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la juste valeur du portefeuille des actifs dédiés en détaillant plus particulièrement l'évolution des valeurs liquidatives des fonds réservés :

| *(en millions d'euros)* | Juste valeur 31.12.2008 | Juste valeur 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Actions Amérique du Nord | 222 | 404 |
| Actions Europe | 235 | 416 |
| Actions Japon | 19 | 30 |
| Obligations Monde | 670 | 644 |
| **Fonds Communs de Placements réservés** | **1 146** | **1 494** |
| Titres | 157 | 470 |
| OPCVM | 2 145 | 2 856 |
| **Actions** | **2 302** | **3 326** |
| Titres | 4 495 | 3 554 |
| OPCVM | 597 | 225 |
| **Obligations** | **5 092** | **3 779** |
| **OPCVM monétaires** | **118** | **5** |
| **Autres placements financiers** | **7 512** | **7 110** |
| **TITRES ACTIFS DÉDIÉS** | **8 658** | **8 604** |

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés de l'exercice 2008 a été réalisée sur les trois premiers trimestres et s'élève à 1 785 millions d'euros. Compte tenu des conditions de marché, les dotations ont été suspendues depuis septembre 2008. Le rythme de constitution des trois premiers trimestres est conforme à la décision prise en septembre 2005 par le conseil d'administration d'accélérer le rythme de constitution des actifs dédiés d'ici 2010 (2 397 millions d'euros pour l'exercice 2007). Les dotations seront reprises dès que les conditions de marché se seront stabilisées. Elles seront alors ajustées pour respecter la contrainte réglementaire de couverture du passif par le portefeuille à échéance de juin 2011. Des retraits pour un montant de 266 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées.

### 25.3.2.2 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 quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 4 957 millions d'euros (1 349 millions d'euros au 31 décembre 2007).

### 25.3.2.3 AUTRES TITRES

Au 31 décembre 2008, les autres titres se composent notamment :

- chez EnBW, de 1 443 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente - titres de dettes dont 1 008 millions d'euros de fonds réservés et de 861 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente - actions dont 364 millions d'euros de fonds réservés ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 300 millions d'euros ;
- des titres British Energy pour 2 679 millions d'euros en actifs disponibles à la vente - actions.

## 25.4 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

| | 31.12.2008 | | 31.12.2007 | |
|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Juste valeur | Valeur nette comptable | Juste valeur | Valeur nette comptable |
| Actifs détenus jusqu'à l'échéance | 527 | 527 | 527 | 527 |
| Prêts et créances financières | 1 255 | 1 255 | 1 864 | 1 864 |
| **ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI** | **1 782** | **1 782** | **2 391** | **2 391** |

# 25.5 Engagements liés aux investissements

Au 31 décembre 2008, les éléments constitutifs des engagements liés aux investissements sont les suivants :

| | 31.12.2008 | | | | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Échéances | | | |
| *(en millions d'euros)* | Total | < 1 an | 1 - 5 ans | > 5 ans | Total |
| Engagements d'acquisition de titres et d'actifs | 18 783 | 16 195 | 2 472 | 116 | 2 752 |
| Autres engagements donnés liés aux investissements | 338 | 218 | 104 | 16 | 217 |
| Autres engagements reçus liés aux investissements | 255 | 239 | 16 | - | 70 |

## 25.5.1 Engagements d'acquisition de titres

- Engagement d'acquisition des titres résultant de l'offre publique d'achat British Energy par Lake Acquisitions Ltd. Sur la base des titres apportés à l'offre publique d'achat le 5 janvier 2009, le coût d'acquisition des titres s'élève à 9 875 millions de livres sterling (note 4.1).

- Engagement par EDF de se porter acquéreur, via une joint-venture, de 49,99 % des actifs de production nucléaire de l'américain Constellation Energy pour 4,5 milliards de dollars américains, partiellement financés par un apport de liquidité de 1 milliard de dollars au 17 décembre 2008. De plus, Constellation dispose d'une option de vente jusqu'à 2 milliards de dollars américains sur certains actifs non nucléaires de Constellation Energy (note 4.2). Le montant total des engagements liés à cette opération s'élève à 4 074 millions d'euros.
  Ce montant comprend des engagements divers pour un total de 122 millions d'euros (169 millions de dollars américains). En cas de rupture des accords par EDF, toutes les autorisations ayant été obtenues, les engagements mentionnés ci-dessus deviendraient caducs et EDF serait contraint de verser à Constellation une indemnité contractuelle de rupture de 126 millions d'euros (175 millions de dollars américains).

- Engagement consenti à OEW par EDF International relatif à EnBW en vertu du pacte d'actionnaires conclu le 26 juillet 2000 :
  OEW, qui détient conjointement avec EDF le contrôle d'EnBW, dispose d'une option de vente sur EDF (« Put »), de tout ou partie de ses actions assujetties (soit 25 % du capital d'EnBW), exerçable à tout moment jusqu'au 31 décembre 2011 au prix de 37,14 euros par action. Le montant de cette option est inscrit par le groupe EDF au titre de ses engagements hors bilan pour l'exercice 2008 pour 2 322 millions d'euros.

- Engagement par EnBW d'acquérir 26 % des titres de la société EWE pour un montant de 2 034 millions d'euros soit 937 millions d'euros en quote-part EDF. L'opération reste soumise à l'autorisation de l'office fédéral des cartels.

- Le 19 décembre 2008, les groupes suisses d'énergie Atel et EOS Holding ont annoncé leur fusion sous l'appellation Alpiq Holding SA en vue de constituer un groupe énergéticien leader en Suisse.
  À la suite d'un accord intervenu le 18 décembre, entre EDF, EOS Holding et CSM, un consortium des actionnaires minoritaires historiques d'Atel Holding, la participation d'EDF dans ce nouvel ensemble s'établira à 25 % aux côtés d'EOS Holding et de CSM qui en détiendront chacun 31 %.
  Conformément à cet accord, EDF a décidé le 15 janvier 2009 d'apporter à la nouvelle société ses droits de tirage sur la production du barrage d'Emosson pour une valeur de 720 millions de francs suisses (soit 485 millions d'euros) et 337 millions de francs suisses en numéraire (soit 227 millions d'euros) par voie d'augmentation de capital.

- Divers options ou accords pris par EDF International (225 millions d'euros) et par EnBW (126 millions d'euros) sur des titres de différentes sociétés du secteur énergétique.

- Engagements pris par Edev SA relatifs à EDF Énergies Nouvelles :
  Dans le cadre de l'admission des titres de la société EDF EN sur le marché réglementé, intervenue le 28 novembre 2006, un pacte d'actionnaires et une convention concernant la société EDF EN, ont été conclus le 17 juillet 2006, entre d'une part, la société EDF et la société Edev (ci-après désignées ensemble le « Groupe EDF ») et d'autre part, M. Pâris Mouratoglou et la société de droit luxembourgeois SIIF - Société Internationale d'Investissements Financiers (ci-après désignés ensemble le « Groupe Mouratoglou »). Cette convention a été complétée par un avenant en date du 10 novembre 2006.
  Dans le cadre de ces accords, les engagements restant pris par le groupe EDF et le groupe Mouratoglou applicables au 31 décembre 2008 sont les suivants :
  - Engagement de liquidité
    Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public dans le capital de la Société EDF EN à moins de 95 % de cette part. Cet engagement souscrit par le groupe EDF expirerait dans l'hypothèse où le groupe Mouratoglou viendrait à détenir moins de 10 % du capital de la société EDF EN.

  - Droit de préférence
    En cas de projet de transfert d'actions détenues par le groupe Mouratoglou, le groupe EDF bénéficiera d'un droit de préférence pour acquérir lesdites actions. Ce droit de préférence s'exercera à des modalités de détermination du prix différenciées selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit d'un ou plusieurs établissements financiers (en vue d'un placement auprès d'investisseurs institutionnels ou sur le marché) ou à d'autres tiers.
    À défaut d'exercice du droit de préférence du groupe EDF, le groupe Mouratoglou pourra procéder à la cession projetée.
    Ce droit de préférence ne s'appliquera pas dans le cas de certaines situations définies contractuellement.

  - Dispositions concernant la participation du groupe Mouratoglou
    Si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la société EDF EN, Edev consentirait au groupe Mouratoglou, pour un délai de trois mois à compter du franchissement à la baisse du seuil de 10 %, une option de vente portant sur l'intégralité de la participation résiduelle du groupe Mouratoglou dans la société EDF EN, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la Société au cours des 60 jours de bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix

puisse être supérieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant ladite notification.
Sous réserve de l'absence d'exercice de l'option de vente par le groupe Mouratoglou, Edev disposera alors d'une option d'achat portant sur la totalité des actions détenues par le groupe Mouratoglou pour un délai de trois mois à compter de la fin de la période d'exercice de l'option de vente susvisée, à un prix par action défini de façon identique à celui de l'option de vente, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification.
Ces deux options expireront de plein droit le 31 décembre 2015.

- Accord avec Veolia Environnement :
Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

- Dans le cadre de la création de la société EDF Investissement Groupe, la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) a conclu avec la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) des promesses unilatérales d'achat et de vente d'actions relatives aux participations détenues respectivement par NBI et C3. Ainsi, NBI donne la possibilité à tout moment à C3 d'une part de racheter la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net de la société jusqu'en 2030, d'autre part de vendre à NBI la totalité de sa participation sur la base de la valeur d'actif net de la société, pendant les 5 ans qui suivent la création de la société.

### 25.5.2 Autres engagements liés aux investissements

Il s'agit principalement de garanties d'investissement données par Dalkia International (26 millions d'euros au 31 décembre 2008, 54 millions d'euros au 31 décembre 2007), EnBW (77 millions d'euros au 31 décembre 2008, 74 millions d'euros au 31 décembre 2007) et par Edev (27 millions d'euros au 31 décembre 2008).

Par ailleurs, le groupe EDF, *via* ses filiales EDF Énergies Nouvelles et Sofilo, a reçu divers engagements pour 255 millions d'euros au 31 décembre 2008 (70 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## Note 26 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie de stocks est la suivante :

| *(en millions d'euros)* | Combustibles nucléaires | Autres combustibles | Autres matières premières | En cours de production de biens et services | Autres stocks | Total stocks |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Valeur brute | 6 371 | 1 056 | 942 | 286 | 226 | 8 881 |
| Provisions | (11) | (4) | (166) | (21) | (1) | (203) |
| **Valeur nette au 31.12.2007** | **6 360** | **1 052** | **776** | **265** | **225** | **8 678** |
| Valeur brute | 6 549 | 1 347 | 982 | 261 | 367 | 9 506 |
| Provisions | (14) | (5) | (180) | (4) | (13) | (216) |
| **VALEUR NETTE AU 31.12.2008** | **6 535** | **1 342** | **802** | **257** | **354** | **9 290** |

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustibles nucléaires pour un montant de 4 452 millions d'euros (4 344 millions d'euros au 31 décembre 2007).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 458 millions d'euros (458 millions d'euros au 31 décembre 2007).

# Note 27 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Clients et comptes rattachés excluant EDF Trading - valeur brute | 17 433 | 15 379 |
| Clients et comptes rattachés de EDF Trading - valeur brute | 2 183 | 1 112 |
| Provisions | (472) | (391) |
| **CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE** | **19 144** | **16 100** |

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

Le risque de crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté ci-dessous :

| | 31.12.2008 | | |
|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Valeurs brutes | Provisions | Valeurs nettes |
| **Créances clients et comptes rattachés** | **19 616** | **(472)** | **19 144** |
| dont créances échues de 6 mois | 1 735 | (162) | 1 573 |
| dont créances échues entre 6 et 12 mois | 236 | (60) | 176 |
| dont créances échues de 12 mois | 311 | (165) | 146 |
| **dont Total des créances échues** | **2 282** | **(387)** | **1 895** |
| **dont Total des créances à échoir** | **17 334** | **(85)** | **17 249** |

# Note 28 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

| *(en millions d'euros)* | Comptes courants d'exploitation | Charges constatées d'avance | Autres créances | Autres débiteurs |
|---|---|---|---|---|
| Valeurs brutes au 31.12.2007 | 243 | 492 | 4 551 | 5 286 |
| Provisions au 31.12.2007 | (12) | - | (31) | (43) |
| **Valeurs nettes au 31.12.2007** | **231** | **492** | **4 520** | **5 243** |
| Valeurs brutes au 31.12.2008 | 164 | 724 | 7 688 | 8 576 |
| Provisions au 31.12.2008 | (6) | - | (40) | (46) |
| **VALEURS NETTES AU 31.12.2008** | **158** | **724** | **7 648** | **8 530** |

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

Le poste « Autres créances » comprend essentiellement des créances envers l'État et les collectivités publiques.

Il inclut également les prêts consentis par Domofinance, établissement de crédit qui assure le financement à crédit de travaux et d'installation contribuant à la maîtrise de l'énergie pour un montant de 305 millions d'euros (159 millions d'euros en 2007).

La progression entre 2007 et 2008 est principalement due à l'augmentation des créances au titre des appels de marge liés aux activités d'optimisation et de trading du Groupe ainsi qu'à l'augmentation de la TVA déductible chez EDF, du fait notamment de la filialisation d'ERDF.

# Note 29 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des fonds en caisse, des soldes bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire. 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)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Disponibilités | 1 525 | 1 338 |
| Équivalents de trésorerie | 4 135 | 4 498 |
| Comptes courants financiers | 209 | 199 |
| **TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE** | **5 869** | **6 035** |

# Note 30 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente s'élèvent à 2 millions d'euros au 31 décembre 2008. Au 31 décembre 2007, ils concernaient principalement la société Soprolif, des centrales thermoélectriques (groupe Edison) et des sociétés d'éclairage (EDF Energy).

# Note 31 Capitaux propres

31.1 Capital social 310
31.2 Actions propres 310
31.3 Distributions de dividendes 310
31.4 Résultat net et résultat net dilué par action 311
31.5 Gestion du capital 311

## 31.1 Capital social

Le capital social d'EDF n'a pas évolué au cours des exercices 2007 et 2008.

Au 31 décembre 2008, le capital social s'élève à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions entièrement souscrites et libérées d'un nominal de 0,5 euro chacune, détenues à 84,66 % par l'État français (84,8 % au 31 décembre 2007), 13,2 % par le public (institutionnels et particuliers) et 2 % par les salariés et anciens salariés du Groupe.

## 31.2 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 tacitement pour 12 mois.

Dans le cadre de ce programme qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF), 4 773 403 actions ont été achetées en 2008 pour un montant total de 274 millions d'euros et 4 432 163 actions ont été vendues pour un montant total de 261 millions d'euros.

Au 31 décembre 2008, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 3 262 000 actions pour une valeur de 186 millions d'euros.

## 31.3 Distributions de dividendes

L'assemblée générale des actionnaires du 20 mai 2008 a décidé une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2007 de 1,28 euro par action en circulation, dont le solde a été mis en paiement le 2 juin 2008 pour un montant de 1 274 millions d'euros.

Ce montant complétait la mise en paiement le 30 novembre 2007 d'un acompte sur dividende de 0,58 euro par action, pour un montant de 1 057 millions d'euros, décidé par le conseil d'administration du 7 novembre 2007.

Par ailleurs, le conseil d'administration du 20 novembre 2008 a décidé au titre de l'exercice 2008 de mettre en paiement, le 17 décembre 2008, un acompte sur dividende de 0,64 euro par action pour un montant de 1 164 millions d'euros.

# 31.4 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, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

Au 31 décembre 2008, il n'existe plus d'instruments dilutifs au sein du Groupe.

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 :

| | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires | 3 400 | 5 618 |
| Effet des instruments dilutifs | - | - |
| **Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué** *(en millions d'euros)* | **3 400** | **5 618** |
| **Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation à fin de période** | **1 819 558 183** | **1 822 079 315** |
| Effet des instruments dilutifs de EDF | - | - |
| **Nombre moyen pondéré d'actions en circulation - dilué à fin de période** | **1 819 558 183** | **1 822 079 315** |
| **Résultats par action :** | | |
| **RÉSULTAT DE BASE PAR ACTION** *(en euros)* | **1,87** | **3,08** |
| **RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION** *(en euros)* | **1,87** | **3,08** |

# 31.5 Gestion du capital

Conformément aux dispositions de l'article 24 de la loi du 9 août 2004, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

Depuis l'ouverture du capital en novembre 2005, les fonds propres ont augmenté principalement en raison des résultats réalisés, nets des dividendes versés et après prise en compte des variations de juste valeur des instruments financiers enregistrées en capitaux propres. Ils s'élèvent à 24 842 millions d'euros au 31 décembre 2008, contre 28 796 millions d'euros au 31 décembre 2007 sous l'effet notamment de la crise financière, de la dévaluation de la livre sterling et de la baisse des cours des matières premières en fin d'année 2008.

Sous l'effet de cette baisse des capitaux propres conjuguée à l'augmentation de l'endettement financier net suite au fort programme d'investissements et aux opérations de croissance externe, le ratio de solvabilité composé de la dette financière nette sur capital employé, calculé à partir de l'endettement financier net (voir note 34.3) et des capitaux propres y compris intérêts minoritaires, passe de 36 % au 31 décembre 2007 à 50 % au 31 décembre 2008.

# Note 32 Provisions

32.1 Répartition courant / non courant des provisions 312
32.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire 312
32.3 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs 315
32.4 Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires d'EDF 317
32.5 Avantages du personnel 318
32.6 Autres provisions et passifs éventuels 322

## 32.1 Répartition courant / non courant des provisions

La répartition entre la part courante et la part non-courante des provisions se présente comme suit :

| | 31.12.2008 | | | 31.12.2007 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Courant | Non courant | Total | Courant | Non courant | Total |
| Provisions pour aval du cycle nucléaire | 852 | 14 686 | 15 538 | 756 | 16 699 | 17 455 |
| Provisions pour déconstruction et derniers cœurs | 256 | 13 886 | 14 142 | 557 | 13 097 | 13 654 |
| Provisions pour avantages du personnel | 829 | 12 890 | 13 719 | 1 523 | 12 240 | 13 763 |
| Autres provisions | 2 785 | 1 953 | 4 738 | 1 860 | 2 002 | 3 862 |
| **PROVISIONS** | **4 722** | **43 415** | **48 137** | **4 696** | **44 038** | **48 734** |

## 32.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

– Au 31 décembre 2008

| | 31.12.2007 | Augmentations | Diminutions | | Autres variations | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet | | |
| *(en millions d'euros)* | | | | | | |
| Provisions pour gestion du combustible usé | 11 011 | 961 | (2 974) | (18) | (174) | 8 806 |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 6 444 | 375 | (132) | (38) | 83 | 6 732 |
| **PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE** | **17 455** | **1 336** | **(3 106)** | **(56)** | **(91)** | **15 538** |
| **Part EDF** | **16 660** | **1 230** | **(3 078)** | **(10)** | **(91)** | **14 711** |
| **Part filiales et coentreprises** | **795** | **106** | **(28)** | **(46)** | **-** | **827** |

– Au 31 décembre 2007

| (en millions d'euros) | 31.12.2006 | Augmentations | Diminutions | | Impact loi du 28 juin 2006 | Autres variations | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet [1] | | | |
| Provisions pour gestion du combustible usé | 10 512 | 1 032 | (625) | (104) | 221 | (25) | 11 011 |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 4 869 | 334 | (145) | (53) | 1 414 | 25 | 6 444 |
| **PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE** | **15 381** | **1 366** | **(770)** | **(157)** | **1 635** | **-** | **17 455** |
| **Part EDF** | **14 602** | **1 232** | **(713)** | **(96)** | **1 635** | **-** | **16 660** |
| **Part filiales et coentreprises** | **779** | **134** | **(57)** | **(61)** | **-** | **-** | **795** |

*(1) Pour la France, cette colonne regroupe les changements d'estimation.*

## 32.2.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF en France

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2008 sont évaluées en fonction des principes exposés en note 2.2.1. Elles prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application.

– Au 31 décembre 2008

| (en millions d'euros) | 31.12.2007 | Augmentations | Diminutions | | Autres variations | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet | | |
| Provisions pour gestion du combustible usé | 10 759 | 917 | (2 955) | - | (168) | 8 553 |
| Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 5 901 | 313 | (123) | (10) | 77 | 6 158 |
| **PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE** | **16 660** | **1 230** | **(3 078)** | **(10)** | **(91)** | **14 711** |

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée de l'année (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %) :

| (en millions d'euros) | 31.12.2008 | | 31.12.2007 | |
|---|---|---|---|---|
| | Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année | Montants provisionnés en valeur actualisée | Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année | Montants provisionnés en valeur actualisée |
| Pour gestion du combustible usé | 13 675 | 8 553 | 16 209 | 10 759 |
| Pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 21 464 | 6 158 | 20 048 | 5 901 |
| **POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE** | **35 139** | **14 711** | **36 257** | **16 660** |

### 32.2.1.1 PROVISIONS POUR CHARGES DE GESTION DU COMBUSTIBLE USÉ

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception, son entreposage intermédiaire et son traitement y compris le conditionnement des déchets qui en résultent et leur entreposage ;
- les charges de traitement concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

L'évaluation de ces charges est fondée sur l'accord-cadre régissant les contrats aval du cycle sur la période post-2007 signé entre EDF et AREVA le 19 décembre 2008. Elle est calculée à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes ;

- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de traitement non immédiatement recyclé. L'évaluation de ces charges est fondée sur les meilleures estimations d'EDF compte tenu des discussions en cours avec AREVA et des prévisions de recyclage à court terme de ces matières ;
- pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur des combustibles comptabilisée dans les comptes de stocks.

La quote-part EDF au titre des dépenses de mise à l'arrêt définitif et de déconstruction des installations de traitement de La Hague ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets anciens issus du traitement du combustible sur le site de La Hague a été fixée dans le cadre de l'accord de principes EDF-AREVA du 19 décembre 2008. Cette quote-part, telle qu'évaluée par EDF, était, jusqu'au 30 juin 2008, comptabilisée comme une composante de la provision pour traitement du combustible usé. Compte tenu du caractère libératoire de la soulte convenue, l'engagement correspondant a fait l'objet d'une reprise de provision et d'une inscription en dettes d'exploitation au 31 décembre 2008 pour son montant nominal fixé dans l'accord EDF-AREVA.

#### 32.2.1.2 PROVISIONS POUR CHARGES DE GESTION À LONG TERME DES COLIS DE DÉCHETS RADIOACTIFS

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :
- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable à l'échelle industrielle dans les installations existantes : combustible au plutonium ou à l'uranium issu du traitement enrichi, combustible de Creys-Malville et Brennilis ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
  - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activité (FMA),
  - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provisions incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de 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 (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs).

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction (un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11).

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement du coût du combustible comptabilisé dans les comptes de stocks.

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le Groupe de travail dirigé par la Direction générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, APE et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) a entrepris en 2008 une recherche de site. De nouveaux éléments ont été rendus publics et, notamment, la révision du calendrier de développement et de mise en service du site de stockage FAVL par l'ANDRA, laquelle est désormais envisagée pour 2019. EDF a pris en compte ces données dans l'évaluation de ses provisions et de ses actifs dédiés au 31 décembre 2008.

### 32.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire des filiales

Ces provisions qui s'élèvent à 827 millions d'euros au 31 décembre 2008 (795 millions d'euros au 31 décembre 2007) comprennent essentiellement la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs du groupe EnBW. Les provisions sont fondées sur des obligations légales et réglementaires ainsi que sur des dispositions qui découlent des autorisations d'exploitation.

En l'absence de contrat à la date de clôture, la valorisation des provisions s'appuie sur des expertises externes et une estimation des coûts pour les obligations ne pouvant être contractualisées. Dans le domaine de la gestion du combustible usé, il s'agit principalement de la part non contractualisée des coûts du conditionnement en vue du stockage final, du transport, de l'acquisition des containers pour le stockage définitif, ainsi que des coûts du stockage définitif lui-même.

Une partie des provisions est établie à partir de contrats. Dans le cadre de la gestion du combustible usé, il s'agit des coûts de traitement du combustible usé, des coûts d'entreposage intermédiaire décentralisé (à proximité des centrales nucléaires), des coûts de transport et d'entreposage centralisé sur les sites de Gorleben et Ahaus et des coûts d'acquisition des containers.

Les montants versés au titre de l'exercice 2008, pour le traitement du combustible usé au service fédéral de radioprotection s'élèvent à 208 millions d'euros (205 millions d'euros en 2007) et font l'objet de reprises de provisions. Les versements au service fédéral de radioprotection résultent des décrets sur les conditions préalables à la création et à la mise en service des centres de stockage définitifs de Gorleben et Konrad.

Le taux d'actualisation utilisé est de 5,5 %.

# 32.3 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

– Au 31 décembre 2008

| (en millions d'euros) | 31.12.2007 | Augmentations | Diminutions | | Autres variations | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet | | |
| Provision pour déconstruction des centrales | 11 933 | 745 | (325) | (6) | 98 | 12 445 |
| Provisions pour derniers cœurs | 1 721 | 85 | - | (109) | - | 1 697 |
| **PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS** | **13 654** | **830** | **(325)** | **(115)** | **98** | **14 142** |
| **Dont :** | | | | | | |
| - part EDF | 12 095 | 726 | (304) | (111) | 63 | 12 469 |
| - part filiales et coentreprises | 1 559 | 104 | (21) | (4) | 35 | 1 673 |

– Au 31 décembre 2007

| (en millions d'euros) | 31.12.2006 | Augmentations | Diminutions | | Impact loi du 28 juin 2006 | Autres variations | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet (1) | | | |
| Provisions pour déconstruction des centrales | 12 139 | 686 | (168) | (26) | (750) | 52 | 11 933 |
| Provisions pour derniers cœurs | 1 685 | 88 | - | (52) | - | - | 1 721 |
| **PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS** | **13 824** | **774** | **(168)** | **(78)** | **(750)** | **52** | **13 654** |
| **Dont :** | | | | | | | |
| - part EDF (comptes sociaux) | 12 315 | 689 | (149) | (52) | (750) | 42 | 12 095 |
| - part filiales et coentreprises | 1 509 | 85 | (19) | (26) | - | 10 | 1 559 |

*(1) Pour la France, cette colonne regroupe les changements d'estimation.*

## 32.3.1 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France

Les provisions pour déconstruction et derniers cœurs d'EDF en France se répartissent comme suit :

– Au 31 décembre 2008

| (en millions d'euros) | 31.12.2007 | Augmentations | Diminutions | | Autres variations | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet | | |
| Provisions pour déconstruction des centrales thermiques | 420 | 33 | (31) | - | 12 | 434 |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires | 9 974 | 608 | (273) | - | 51 | 10 360 |
| Provisions pour derniers cœurs | 1 701 | 85 | - | (111) | - | 1 675 |
| **PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS** | **12 095** | **726** | **(304)** | **(111)** | **63** | **12 469** |

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année, réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements et provisionnées en valeur actualisée de fin d'année (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %) :

| | 31.12.2008 | | 31.12.2007 | |
|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année | Montants provisionnés en valeur actualisée | Montants des charges aux conditions économiques de fin d'année | Montants provisionnés en valeur actualisée |
| Pour déconstruction des centrales thermiques | 609 | 434 | 602 | 420 |
| Pour déconstruction des centrales nucléaires | 20 452 | 10 360 | 19 792 | 9 974 |
| Pour déconstruction et derniers cœurs | 3 566 | 1 675 | 3 594 | 1 701 |
| **POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS** | **24 627** | **12 469** | **23 988** | **12 095** |

### 32.3.1.1 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES THERMIQUES À FLAMME D'EDF EN FRANCE

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont basées sur des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir, 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.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes indiqués en note 2.11.

La révision des hypothèses portant sur certains travaux de déconstruction et la prise en compte de la mise en service de nouveaux actifs de production en 2008 explique la hausse des provisions.

### 32.3.1.2 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES D'EDF EN FRANCE

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires filière REP en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

En 2008, l'actualisation annuelle du rapport triennal prévue par la Loi sur la sécurisation du financement des charges nucléaires a conduit à identifier certaines installations nucléaires de base (INB) périphériques opérationnellement intégrées dans des ensembles plus importants dans lesquels elles avaient été regroupées. Les ajustements correspondants concernant les montants provisionnés et les actifs de contrepartie, ont été enregistrés dans les comptes en 2008 à l'exception de ceux relatifs à trois INB rattachées au parc REP en exploitation. Ces dernières devraient être traitées en 2009 dans le cadre du processus de révision générale de l'évaluation des provisions liées au démantèlement du parc REP.

L'impact pour 2008 des mises à jour liées au rapport triennal y compris la prise en compte de la révision des hypothèses des devis de déconstruction des centrales arrêtées définitivement (*cf. infra*) conduit à une augmentation de la provision de 164 millions d'euros et à la constatation d'un actif de contrepartie pour 52 millions d'euros.

#### (A) Pour les centrales en exploitation (filière REP paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction (y compris la gestion à long terme des déchets) à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés.

L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de la société prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements.

Au 31 décembre 2008, la provision comprend également les charges liées à l'Atelier des matériaux irradiés de Chinon, dont l'estimation a été revue à la hausse en 2008.

Un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 2.11.

Un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

#### (B) Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales de première génération de la filière UNGG et autres filières y compris centrale de Creys-Malville)

La provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une intercomparaison réalisée par l'entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.

Au 31 décembre 2008, les devis et le planning de déconstruction des centrales nucléaires arrêtées définitivement ont été revus pour prendre en compte le report de la mise en service du centre de stockage graphite de 2013 en 2019, la mise à jour des hypothèses techniques et financières et la prise en compte d'une installation périphérique.

Enfin, les négociations entre EDF et le CEA, relatives au démantèlement des installations de Brennilis et de Phenix et au devenir du combustible irradié des deux installations, ont abouti à un accord en décembre 2008 :
- EDF est responsable et finance à 100 % les opérations liées à Brennilis ;
- le CEA est responsable et finance à 100 % les opérations liées à Phénix ;
- la gestion à long terme des déchets non immédiatement évacuables issus des opérations de mise à l'arrêt définitif/démantèlement reste de la responsabilité des parties au prorata de leur participation initiale.

Une soulte libératoire de tout compte sera versée par le CEA à EDF au titre de Brennilis et par EDF au CEA au titre de Phénix.

En conséquence, la provision constituée au titre de l'engagement d'EDF sur la déconstruction de Phénix et la créance correspondante sur le CEA au titre de Brennilis ont été annulées.

#### 32.3.1.3 PROVISION POUR DERNIERS CŒURS

Pour EDF, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :

- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composants constaté au 30 novembre 2008 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradiée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les paramètres retenus au 31 décembre 2008 pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

### 32.3.2 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs des filiales

Les obligations de déconstruction des centrales des filiales concernent les centrales thermiques classiques en Europe et le parc de centrales nucléaires du groupe EnBW. Elles s'élèvent à 1 686 millions d'euros au 31 décembre 2008 (1 559 millions d'euros au 31 décembre 2007).

– DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES DU GROUPE ENBW

Les provisions sont fondées sur des obligations légales et réglementaires ainsi que sur des dispositions qui découlent des autorisations d'exploitation.

En l'absence de contrat à la date de clôture, la valorisation des provisions s'appuie sur la base d'expertises externes et une estimation des coûts pour les obligations ne pouvant être contractualisées. C'est principalement le cas dans le domaine de la déconstruction pour les coûts relatifs à la post-exploitation des installations et au démantèlement.

Les provisions pour mise à l'arrêt définitif et déconstruction des installations nucléaires sont constituées dès la mise en exploitation pour un montant total actualisé. En contrepartie, ce montant est également inscrit en augmentation de la valeur de l'actif de production, et amorti. Il s'élève à 113 millions d'euros (106 millions d'euros en 2007).

Les réévaluations des montants provisionnés en fonction des évolutions des hypothèses de détermination des coûts futurs n'ont pas d'effet sur le résultat car elles sont enregistrées en variation de l'actif de contrepartie, pour les mêmes montants.

Les coûts de mise à l'arrêt définitif et de déconstruction des installations nucléaires reposent sur un scénario d'opérations effectuées au plus tôt sans période d'attente.

Le taux d'actualisation utilisé est de 5,5 %.

## 32.4 Sécurisation du financement des obligations de long terme au titre des installations nucléaires d'EDF

### 32.4.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %.

– 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.

L'hypothèse sur le taux nominal est ainsi aujourd'hui, en prenant en particulier en compte l'OAT française 2055, pertinente par rapport à la durée des engagements nucléaires. La moyenne de rendement des OAT de maturité 50 ans n'est pas disponible à ce stade sur une durée suffisante. Il est donc pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponibles sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

– RÉVISION DU TAUX D'ACTUALISATION

La méthodologie retenue pour le calcul du taux d'actualisation permet d'apporter de la lisibilité dans le temps en lissant les effets de marché de court terme, pour ne tenir compte que des tendances longues sur les évolutions des taux. Cette méthodologie a conduit à une constance du taux d'actualisation pour les provisions relatives aux engagements nucléaires depuis la mise en œuvre au 1er janvier 2002 du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs. Lors de son premier calcul, le taux d'actualisation avait été fixé en dessous des conditions de marché de l'époque pour tenir compte d'une baisse probable des taux. La révision du taux d'actualisation est fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long terme.

– TAUX D'ACTUALISATION ET PLAFOND RÉGLEMENTAIRE

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 imposent un double plafond au taux d'actualisation.

Ce dernier doit être inférieur à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit 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 ».

Il doit également être inférieur au taux de rendement anticipé des actifs de couverture.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire.

### 32.4.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Compte tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 32.2 et 32.3, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une ré-estimation 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 l'entreprise. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

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 décembre de l'année considérée avec le montant en valeur actualisée.

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 :

| | Coûts provisionnés en valeur actualisée | | Sensibilité au taux d'actualisation | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 2008 | | 2007 | |
| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | + 0,25 % | - 0,25 % | + 0,25 % | - 0,25 % |
| **Aval du cycle nucléaire :** | | | | | | |
| - gestion du combustible usé | 8 553 | 10 759 | (189) | 201 | (212) | 225 |
| - gestion à long terme des déchets radioactifs | 6 158 | 5 901 | (378) | 430 | (356) | 404 |
| **Déconstruction et derniers cœurs :** | | | | | | |
| - déconstruction des centrales nucléaires | 10 360 | 9 974 | (539) | 574 | (516) | 550 |
| - dépréciation des derniers cœurs | 1 675 | 1 701 | (79) | 85 | (85) | 91 |
| **TOTAL** | **26 746** | **28 335** | **(1 185)** | **1 290** | **(1 169)** | **1 270** |

### 32.4.3 Actifs dédiés

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF a mis en place progressivement un portefeuille d'actifs financiers réservés au financement des engagements nucléaires de long terme, et plus précisément à la déconstruction des centrales actuellement en activité et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

La dotation de trésorerie brute aux actifs dédiés s'élève à 1 785 millions d'euros pour l'exercice 2008. Des retraits pour un montant de 266 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées.

À fin décembre 2008, la juste valeur de ce portefeuille s'élève à 8 658 millions d'euros (8 604 millions d'euros à fin décembre 2007). Il intègre (1 206) millions d'euros de pertes latentes nettes liées au contexte de crise des marchés financiers enregistrées en capitaux propres (voir note 25.3.2.1).

## 32.5 Avantages du personnel

### 32.5.1 Variation des provisions

Les variations des provisions pour avantages du personnel se répartissent comme suit au cours des deux derniers exercices :

#### 32.5.1.1 AU 31 DÉCEMBRE 2008

| | 31.12.2007 | Augmentations | Diminutions | | Autres variations | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet | | |
| *(en millions d'euros)* | | | | | | |
| Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi | 12 675 | 2 117 | (1 760) | (317) | (12) | 12 703 |
| Provisions pour autres avantages à long terme du personnel | 1 088 | 176 | (159) | - | (89) | 1 016 |
| **PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL** | **13 763** | **2 293** | **(1 919)** | **(317)** | **(101)** | **13 719** |

| (en millions d'euros) | France | Royaume-Uni | Allemagne | Italie | Reste Europe | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Provisions au 31.12.2007** | **11 370** | **268** | **1 892** | **55** | **178** | **13 763** |
| Utilisation | (1 140) | (136) | (101) | (1) | (23) | (1 401) |
| Modification de périmètre | - | - | - | - | 3 | 3 |
| Dotations nettes | 1 187 | 108 | 126 | 8 | 29 | 1 458 |
| Écart de conversion | - | (49) | - | - | (12) | (61) |
| Autres | 3 | (50) | 1 | (3) | 6 | (43) |
| **PROVISIONS AU 31.12.2008** | **11 420** | **141** | **1 918** | **59** | **181** | **13 719** |

### 32.5.1.2 AU 31 DÉCEMBRE 2007

| (en millions d'euros) | 31.12.2006 | Augmentations | Diminutions | | Autres variations | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet | | |
| Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi | 12 799 | 1 887 | (1 867) | - | (144) | 12 675 |
| Provisions autres avantages à long terme du personnel | 1 129 | 112 | (162) | - | 9 | 1 088 |
| **PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL** | **13 928** | **1 999** | **(2 029)** | **-** | **(135)** | **13 763** |

| (en millions d'euros) | France | Royaume-Uni | Allemagne | Italie | Reste Europe | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Provisions au 31.12.2006** | **11 444** | **390** | **1 856** | **59** | **179** | **13 928** |
| Utilisation | (1 405) | (62) | (94) | 1 | (24) | (1 584) |
| Modification de périmètre | - | - | (3) | (3) | 8 | 2 |
| Dotations nettes | 1 331 | 62 | 133 | 7 | 23 | 1 556 |
| Autres | - | (122) | - | (9) | (8) | (139) |
| **PROVISIONS AU 31.12.2007** | **11 370** | **268** | **1 892** | **55** | **178** | **13 763** |

La variation des provisions depuis le 31 décembre 2007 résulte essentiellement de l'incidence de la réforme du régime spécial des retraites des IEG (voir note 3.1), d'amendements à certains régimes de retraites chez EDF Energy ainsi que de l'évolution des droits acquis, de l'actualisation financière du passif, des versements effectués aux fonds externalisés et des prestations versées.

## 32.5.2 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

### 32.5.2.1 FILIALES ÉTRANGÈRES ET FILIALES FRANÇAISES NE RELEVANT PAS DU RÉGIME DES IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les sociétés anglaises, allemandes et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 2,4 milliards d'euros au 31 décembre 2008 (3,7 milliards d'euros au 31 décembre 2007).
Les écarts actuariels non amortis concernent ces mêmes filiales.

### 32.5.2.2 FILIALES FRANÇAISES RELEVANT DU RÉGIME DES IEG

**– Retraites**

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraite des Industries électriques et gazières sont entrées en vigueur au 1er janvier 2005.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des Industries électriques et gazières intervenue en 2004, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents qui sont les prestations non couvertes par les régimes de droit commun.
Sont donc compris dans la provision au titre des retraites :

- 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 passés étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement) ;
- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

L'âge de départ à la retraite et les modalités de ce départ ont été amendés à compter du 1er juillet 2008 selon le dispositif décrit en note 3.1.
L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Le montant de la provision pour retraite s'élève à 8 796 millions d'euros au 31 décembre 2008 (8 790 millions d'euros au 31 décembre 2007).

– Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs. Ils se détaillent comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Avantages en nature énergie | 1 135 | 1 130 |
| Indemnités de fin de carrière | (3) | 2 |
| Indemnités de secours immédiat | 283 | 267 |
| Indemnités de congés exceptionnels | 202 | 188 |
| Autres | 65 | 123 |
| **PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES DU PERSONNEL POSTÉRIEURS À L'EMPLOI** | **1 682** | **1 710** |
| Dont zone France | 1 665 | - |
| Dont zone Reste Europe | 17 | - |

- **Les avantages en nature énergie**
  L'article 28 du statut national du personnel des Industries électriques et gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. L'engagement d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents de EDF et de GDF SUEZ correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents 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 GDF SUEZ.

- **Les indemnités de fin de carrière**
  Les indemnités de fin de carrière 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.

- **Les indemnités de secours immédiat**
  Les indemnités de secours immédiat au décès ont 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). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 2 mois de pension) 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 leurs activités, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

- **Autres avantages**
  Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de fin d'études, les indemnités complémentaires de retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché au sein de sociétés du Groupe.

## 32.5.3 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel

D'autres avantages à long terme sont donnés au personnel. Pour le personnel qui relève des IEG, ils s'élèvent à 956 millions d'euros au 31 décembre 2008 (942 millions d'euros au 31 décembre 2007) et comprennent :

- les rentes pour 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 d'invalidité et de prestations d'invalidité. 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.

## 32.5.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme sont résumées ci-dessous :

| | France | | Royaume-Uni | | Allemagne | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Taux d'actualisation des obligations | 5,75 % | 5,00 % | 6,50 % | 6,00 % | 6,00 % | 5,30 % |
| Taux de rendement attendu des actifs sur retraites | 5,04 % | 5,05 % | 5,90 % | 5,90 % | 5,00 % | 5,50 % |
| Taux d'augmentation des salaires | 2,00 % | 2,00 %* | 4,58 % | 5,10 % | 3,50 % | 2,30 % |

*(*) Hors inflation.*

En France, le taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel a été fixé au 31 décembre 2008 à 5,75 % contre 5 % au 31 décembre 2007. Ce taux a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'état d'une duration comparable – OAT 2035, d'une duration de 16 ans homogène avec celle des engagements au personnel – auquel a été ajouté un spread calculé sur les entreprises non financières de première catégorie. Compte tenu de la conjoncture et du niveau exceptionnellement élevé des spreads en fin d'année, il a été retenu un spread conservateur intermédiaire.

Pour 2008, le rendement réel des actifs sur retraites du Groupe s'établit à (784) millions (295 millions en 2007). Il traduit les effets de la crise des marchés financiers sur la rentabilité de ces actifs.

La forte variation des écarts actuariels non amortis de la France (928 millions d'euros) est principalement due au changement du taux d'actualisation (5,75 % au 31 décembre 2008 contre 5 % au 31 décembre 2007) et à l'écart constaté entre le taux de rendement attendu des actifs de retraites et le rendement effectif de l'exercice.

Pour le portefeuille des actifs de couverture, en France, une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base sur le rendement attendu des actifs aurait pour impact une variation de 1,32 % à la hausse ou à la baisse de la charge attendue 2009.

L'impact d'une variation de 25 points de base sur le taux d'actualisation générerait une variation de 3,5 % sur le montant total des engagements.

### 32.5.4.1 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION

| *(en millions d'euros)* | France | Royaume-Uni | Allemagne | Italie | Reste Europe | Total |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Engagements au 01.01.2008** | **17 882** | **3 842** | **1 970** | **55** | **293** | **24 042** |
| Coût des services rendus | 474 | 67 | 26 | - | 17 | 584 |
| Charges d'intérêt | 914 | 208 | 98 | 2 | 6 | 1 228 |
| Perte et gains actuariels | (1 477) | (648) | (160) | - | 6 | (2 279) |
| Réduction ou liquidation de régime | - | 2 | - | - | - | 2 |
| Prestations versées | (940) | (161) | (102) | 6 | (13) | (1 210) |
| Cotisations effectuées par les participants du régime | - | 25 | - | - | - | 25 |
| Coût des services passés acquis | (104) | (40) | - | - | - | (144) |
| Coût des services passés non acquis | 169 | - | - | - | 2 | 171 |
| Écart de change | - | (804) | - | - | (7) | (811) |
| Autres | 1 | 40 | 4 | (4) | (3) | 38 |
| **ENGAGEMENTS AU 31.12.2008** | **16 919** | **2 531** | **1 836** | **59** | **301** | **21 646** |
| - Valeur actuelle des actifs investis | (5 926) | (2 260) | (42) | - | (109) | (8 337) |
| - Écarts actuariels non reconnus | 592 | (130) | 123 | - | (12) | 573 |
| - Coût des services passés non comptabilisés au bilan | (168) | - | - | - | - | (168) |
| **PASSIF NET AU TITRE DES RÉGIMES À PRESTATIONS DÉFINIES** | **11 417** | **141** | **1 917** | **59** | **180** | **13 714** |
| **Dont :** | | | | | | |
| **- Provision pour avantages du personnel** | **11 420** | **141** | **1 918** | **59** | **181** | **13 719** |
| **- Actifs de retraite** | **(3)** | **-** | **(1)** | **-** | **(1)** | **(5)** |

Les principaux facteurs d'évolution des engagements résultent :
- de l'incidence de la réforme du régime spécial de retraite des IEG (note 3.1) ;
- de l'amendement à certains régimes de retraites chez EDF Energy ;
- de l'écart de conversion qui résulte de la dépréciation de 23,01 % de la livre sterling entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008.

Le montant des cotisations attendues pour 2009 est de 1 247 millions d'euros.

Le montant total de l'écart d'expérience d'EDF représente un gain actuariel de 262 millions d'euros (166 millions d'euros en 2007).

### 32.5.4.2 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DES ACTIFS DE COUVERTURE

| *(en millions d'euros)* | France | Royaume-Uni | Allemagne | Reste Europe | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| **Juste valeur des actifs de couverture au 01.01.2008** | **(6 186)** | **(3 531)** | **(49)** | **(112)** | **(9 878)** |
| Rendement escompté des actifs | (316) | (203) | (2) | (1) | (522) |
| Primes nettes | (489) | (138) | - | 6 | (621) |
| Pertes et gains actuariels | 573 | 728 | 5 | - | 1 306 |
| Prestations payées par les actifs de couverture | 603 | 161 | 4 | (4) | 764 |
| Écart de change | - | 727 | - | (4) | 723 |
| Autres | (111) | (4) | - | 6 | (109) |
| **JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31.12.2008** | **(5 926)** | **(2 260)** | **(42)** | **(109)** | **(8 337)** |

### 32.5.5 Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Pour la France, ce poste comprend à hauteur de 5 926 millions d'euros au 31 décembre 2008 (6 186 millions d'euros au 31 décembre 2007) les actifs de couverture des engagements sociaux affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (couverts à 100 %) et des droits spécifiques du régime spécial de retraite.
Ils sont constitués de contrats d'assurances.

À fin 2008, les placements se décomposent au sein des contrats de la France :

- pour les indemnités de fin de carrière de 41,7 % d'actions, 56,3 % d'obligations et de monétaire, (respectivement 44,9 % et 55,1 % en 2007) ;
- pour le régime spécial de retraite de 22,7 % d'actions, 77,3 % d'obligations et de monétaire (respectivement 23,9 % et 76,1 % en 2007).

Au Royaume-Uni, les placements affectés à la couverture des engagements sociaux s'élèvent à 2 260 millions d'euros et se décomposent en 46 % d'actions et 14 % d'obligations et de monétaires, 2 % de biens immobiliers et 38 % d'autres placements.

Les pertes et gains actuariels constatés au cours de l'exercice concernent les effets de la crise des marchés financiers sur les actifs de couverture.
Les écarts de conversion sur le Royaume-Uni sont liés à la dépréciation de la livre sterling entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008.

### 32.5.6 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Coût des services rendus de l'exercice | (584) | (763) |
| Charges d'intérêts (actualisation) | (1 228) | (1 140) |
| Rendement escompté des actifs de couverture | 522 | 445 |
| Pertes et gains actuariels comptabilisés | (29) | (53) |
| Effet d'une réduction ou liquidation de régime | 2 | 8 |
| Coût des services passés | 144 | (2) |
| Effet de l'écrêtement | 10 | (10) |
| **CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME** | **(1 163)** | **(1 515)** |

## 32.6 Autres provisions et passifs éventuels

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

### 32.6.1 Au 31 décembre 2008

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2007 | Augmentations | Diminutions | | Autres variations | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet | | |
| Provisions pour risques liés aux participations | 157 | 15 | (3) | (3) | (12) | 154 |
| Provisions pour risques fiscaux | 147 | 62 | (2) | - | (4) | 203 |
| Provisions pour litiges | 576 | 100 | (155) | (40) | 14 | 495 |
| Provisions pour contrats onéreux | 302 | 72 | (82) | (43) | (8) | 241 |
| Autres | 2 680 | 2 605 | (1 378) | (134) | (128) | 3 645 |
| **AUTRES PROVISIONS** | **3 862** | **2 854** | **(1 620)** | **(220)** | **(138)** | **4 738** |

## 32.6.2 Au 31 décembre 2007

| (en millions d'euros) | 31.12.2006 | Augmentations | Diminutions | | Autres variations | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Provisions utilisées | Provisions excédentaires ou devenues sans objet | | |
| Provisions pour risques liés aux participations | 118 | 37 | (1) | (1) | 4 | 157 |
| Provisions pour risques fiscaux | 151 | 28 | (1) | (31) | - | 147 |
| Provisions pour litiges | 562 | 108 | (58) | (43) | 7 | 576 |
| Provisions pour contrats onéreux | 406 | 86 | (128) | (53) | (9) | 302 |
| Autres | 2 772 | 1 236 | (911) | (354) | (63) | 2 680 |
| **AUTRES PROVISIONS** | **4 009** | **1 495** | **(1 099)** | **(482)** | **(61)** | **3 862** |

## 32.6.3 Autres provisions

La rubrique « Autres » inclut notamment :

- une provision de 1 263 millions d'euros constituée au titre de la prolongation du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché jusqu'au 30 juin 2010 en application de la loi n° 2008-776 de modernisation de l'économie du 4 août 2008 ;
- une provision de 88 millions d'euros pour faire face à la contribution qui sera mise à la charge d'EDF dans le cadre du dispositif du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché au titre de sa durée initiale prenant fin au 30 juin 2009 (497 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- une provision de 329 millions d'euros dont l'objet est de couvrir la part supportée par EDF des charges correspondant aux programmes de travaux votés par le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (Face) restant à réaliser au cours des exercices à venir (334 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- une provision de 383 millions d'euros relative à la contribution de maintien de droits, pour la part non régulée liée aux conventions signées avec les régimes de retraites complémentaires (368 millions d'euros en 2007) ;
- les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre à hauteur de 397 millions d'euros (205 millions d'euros en 2007), évaluées sur la base des prix d'achat historiques ;
- les provisions relatives aux certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 168 millions d'euros.

La rubrique « Provisions pour litiges » enregistre une baisse de 81 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2007, suite à l'accord trouvé avec les organismes sociaux qui s'est traduit par une reprise de provisions de 140 millions d'euros et une charge nette sur l'exercice de 147 millions d'euros.

## 32.6.4 Passifs éventuels

### – Contrôle fiscal

Au cours de l'année 2008, EDF a fait l'objet d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006.
En fin d'année, une proposition de rectification a été adressée à EDF au titre des exercices 2004 et 2005, avec pour conséquence un rappel de droits de 219 millions d'euros, pénalités de retard incluses.
EDF conteste l'ensemble des propositions de rectifications notifiées.

Au cours de l'année 2008, RTE EDF Transport a fait l'objet d'un contrôle fiscal portant sur l'exercice 2005.
En fin d'année, une proposition de rectification a été adressée à RTE EDF Transport, avec pour conséquence un rappel de droits de 24 millions d'euros, pénalités de retard incluses.
RTE EDF Transport conteste l'ensemble des propositions de rectifications notifiées.

### – Solaire Direct

Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct a saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Solaire Direct fait état de « pratiques du groupe EDF et de ses filiales sur le marché de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque », pratiques constituant selon elle un abus de position dominante de nature à freiner ainsi l'entrée et le développement de nouveaux entrants sur ce marché. Est en cause, notamment, l'utilisation du réseau commercial d'EDF pour promouvoir les activités de la filiale EDF-ENR, détenue conjointement avec EDF-EN.

### – Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

### – Edipower

La procédure suit son court dans le procès intenté par ACEA devant la cour de Rome à l'encontre de plusieurs parties, incluant parmi d'autres, AEM Spa(maintenant A2A Spa), EDF, Edipower Spa et Edison Spa. ACEA prétend que le pourcentage de participation détenu conjointement par EDF et AEM dans Edison, constitue une violation du plafond de 30 % de détention par des entreprises publiques dans Edipower, tel que défini par le décret du 8 novembre 2000. Selon ACEA, ce dépassement constituerait un cas de concurrence déloyale, conformément au Code civil italien et nuirait à ACEA. En conséquence, ACEA demande réparation et également que des mesures soient prises pour faire cesser cette situation, comme par exemple, le désinvestissement des participations en deçà du seuil mentionné ci-dessus et l'interdiction de recevoir de l'énergie produite par Edipower au-delà des quantités autorisées.

### – Communication de griefs de la Commission européenne

EDF a reçu une communication de griefs émanant de la direction générale de la Concurrence de la Commission européenne relatifs aux contrats à long terme conclus par le Groupe en France avec des consommateurs finaux d'électricité, en particulier industriels, qui seraient, selon la Commission, de nature à limiter l'accès au marché français de l'électricité et susceptibles de constituer un abus de position dominante.

# Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler

La variation des passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analyse comme suit au 31 décembre 2008 :

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2007 | Variation de la période | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|
| Contre-valeur des biens | 35 236 | 1 427 | 36 663 |
| Financement concessionnaire non amorti | (17 009) | (629) | (17 638) |
| **Droits sur biens existants - valeurs nettes** | **18 227** | **798** | **19 025** |
| Amortissement financement du concédant | 7 871 | 489 | 8 360 |
| Provisions pour renouvellement | 10 859 | 272 | 11 131 |
| **Droits sur biens à renouveler** | **18 730** | **761** | **19 491** |
| **PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET À RENOUVELER** | **36 957** | **1 559** | **38 516** |

# Note 34 Passifs financiers courants et non courants

34.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers 324
34.2 Emprunts et dettes financières 325
34.3 Endettement financier net 327
34.4 Évolution de l'endettement financier net 328
34.5 Garanties sur emprunts 328

## 34.1 Répartition courant / non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

| | 31.12.2008 | | | 31.12.2007 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Non courant | Courant | Total | Non courant | Courant | Total |
| Emprunts et dettes financières | 25 416 | 12 035 | 37 451 | 17 417 | 10 513 | 27 930 |
| Juste valeur négative des dérivés de transaction | - | 3 232 | 3 232 | - | 5 582 | 5 582 |
| Juste valeur négative des dérivés de couverture | 168 | 3 691 | 3 859 | 190 | 823 | 1 013 |
| **PASSIFS FINANCIERS** | **25 584** | **18 958** | **44 542** | **17 607** | **16 918** | **34 525** |

La juste valeur des dérivés est majoritairement déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché (voir note 2.16.1.6.2).

# 34.2 Emprunts et dettes financières

## 34.2.1 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 31.12.2006** | **18 428** | **4 728** | **4 073** | **365** | **548** | **28 142** |
| Augmentations | 229 | 1 749 | 5 530 | - | 61 | 7 569 |
| Diminutions | (3 193) | (2 316) | (1 233) | (55) | (161) | (6 958) |
| Mouvements de périmètre | (69) | (42) | 67 | (40) | (3) | (87) |
| Écarts de conversion | (412) | (97) | (124) | 1 | (34) | (666) |
| Autres | (40) | 146 | (175) | (34) | 33 | (70) |
| **Soldes au 31.12.2007** | **14 943** | **4 168** | **8 138** | **237** | **444** | **27 930** |
| Augmentations | 10 649 | 2 783 | 2 319 | - | 196 | 15 947 |
| Diminutions | (1 425) | (2 064) | (1 989) | (61) | (41) | (5 580) |
| Mouvements de périmètre | 3 | 23 | (116) | - | - | (90) |
| Écarts de conversion | (874) | (13) | 24 | - | (55) | (918) |
| Autres | 194 | (38) | (84) | 59 | 31 | 162 |
| **SOLDES AU 31.12.2008** | **23 490** | **4 859** | **8 292** | **235** | **575** | **37 451** |

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des émissions d'emprunts obligataires pour un montant équivalent à 10,6 milliards d'euros dont les caractéristiques sont décrites en note 5.1.1.

Les emprunts auprès des établissements de crédit incluent notamment les nouveaux emprunts contractés par EDF Énergies Nouvelles.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivantes :

| (en millions d'euros) | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| EDF SA et autres filiales liées* | 21 303 | 15 726 |
| EDF Energy | 7 668 | 6 146 |
| EnBW | 2 551 | 1 921 |
| EDF Énergies Nouvelles | 1 916 | 1 015 |
| Edison | 1 572 | 1 436 |

** ERDF, RTE, PEI, EDF International, EDF Investissement Groupe.*

Au 31 décembre 2008, 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 2008, les emprunts du Groupe dont le montant de l'émission est supérieur à 750 millions d'euros sont les suivants :

| Type d'emprunt (en millions d'euros) | Entité | Date d'émission | Échéance | Montant de l'émission | Devise | Taux |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Obligataire | EDF | 1999 | 2009 | 1 996 | EUR | 5,0 % |
| Euro MTN | EDF | 2000 | 2010 | 1 000 | EUR | 5,8 % |
| Euro MTN | EDF | 2001 | 2016 | 1 100 | EUR | 5,5 % |
| Obligataire | EnBW | 2002 | 2012 | 1 000 | EUR | 5,9 % |
| Euro MTN | EDF | 2003 | 2033 | 850 | EUR | 5,6 % |
| Obligataire | TDE | 2005 | 2012 | 1 200 | EUR | Euribor 3 mois |
| Obligataire | RTE EDF Transport | 2006 | 2016 | 1 000 | EUR | 4,1 % |
| Obligataire | Edison | 2007 | 2011 | 900 | EUR | Euribor 3 mois |
| EuroMTN | EDF SA | 2008 | 2018 | 1 500 | EUR | 5,0 % |
| EuroMTN | EDF SA | 2008 | 2020 | 1 200 | EUR | 5,4 % |
| EuroMTN | EDF SA | 2008 | 2013 | 2 000 | EUR | 5,6 % |
| EuroMTN | EDF SA | 2008 | 2013 | 1 350 | CHF | 3,4 % |
| Obligataire | EnBW | 2008 | 2013 | 750 | EUR | 6,0 % |
| Obligataire | EnBW | 2008 | 2018 | 750 | EUR | 6,9 % |
| Obligataire | RTE EDF Transport | 2008 | 2015 | 1 250 | EUR | 4,9 % |
| Obligataire | RTE EDF Transport | 2008 | 2018 | 1 000 | EUR | 5,1 % |

## 34.2.2 Échéancier 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 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| À moins d'un an | 1 362 | 1 176 | 7 511 | 30 | 434 | 10 513 |
| Entre un et cinq ans | 5 881 | 1 856 | 277 | 142 | 5 | 8 161 |
| À plus de cinq ans | 7 700 | 1 136 | 350 | 65 | 5 | 9 256 |
| **Emprunts et dettes financières au 31.12.2007** | **14 943** | **4 168** | **8 138** | **237** | **444** | **27 930** |
| À moins d'un an | 2 090 | 1 872 | 7 467 | 36 | 570 | 12 035 |
| Entre un et cinq ans | 8 118 | 1 684 | 449 | 151 | 5 | 10 407 |
| À plus de cinq ans | 13 282 | 1 303 | 376 | 48 | - | 15 009 |
| **EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31.12.2008** | **23 490** | **4 859** | **8 292** | **235** | **575** | **37 451** |

La résiliation des PPA (contrats d'achats d'énergie électrique à long terme) en Hongrie suite à la décision de la Commission européenne a rendu les emprunts de Bert exigibles, ce qui s'est traduit par le reclassement à moins d'un an des emprunts de cette société.

## 34.2.3 Ventilation des emprunts par devise

| | 31.12.2008 | | | 31.12.2007 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (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 euro (EUR) | 28 326 | (3 499) | 24 827 | 19 774 | (3 953) | 15 821 |
| Emprunts libellés en dollar américain (USD) | 2 273 | (692) | 1 581 | 2 748 | (1 766) | 982 |
| Emprunts libellés en livre britannique (GBP) | 4 152 | 4 225 | 8 377 | 3 987 | 5 102 | 9 089 |
| Emprunts libellés dans d'autres devises | 2 700 | (34) | 2 666 | 1 421 | 617 | 2 038 |
| **EMPRUNTS** | **37 451** | **-** | **37 451** | **27 930** | **-** | **27 930** |

*(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères ainsi que les swaps dollar/livre britannique qualifiée de couverture économique.*

## 34.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

| | 31.12.2008 | | | 31.12.2007 | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| (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 | 29 680 | 739 | 30 419 | 21 511 | 1 042 | 22 553 |
| Emprunts à taux variable | 7 771 | (739) | 7 032 | 6 419 | (1 042) | 5 377 |
| **TOTAL DES EMPRUNTS** | **37 451** | **-** | **37 451** | **27 930** | **-** | **27 930** |

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

## 34.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 21 388 millions d'euros au 31 décembre 2008 (10 066 millions d'euros au 31 décembre 2007).

| | 31.12.2008 | | | | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Échéances | | | |
| *(en millions d'euros)* | Total | < 1 an | 1 - 5 ans | > 5 ans | Total |
| **LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES** | **21 388** | **6 541** | **13 839** | **1 008** | **10 066** |

L'augmentation par rapport à 2007 est due principalement à un crédit syndiqué de 11 milliards de livres sterling contracté par EDF en vue de financer le rachat de British Energy.

## 34.2.6 Juste valeur des emprunts et dettes financières au 31 décembre 2008

| | 31.12.2008 | | 31.12.2007 | |
|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Juste valeur | Valeur nette comptable | Juste valeur | Valeur nette comptable |
| **EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES** | **36 587** | **37 451** | **28 966** | **27 930** |

# 34.3 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 quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

| *(en millions d'euros)* | Notes | 2008 | 2007 |
|---|---|---|---|
| Emprunts et dettes financières | | 37 451 | 27 930 |
| Dérivés de couvertures des dettes | | (381) | 23 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 29 | (5 869) | (6 035) |
| Actifs liquides | 25.3.1 et 25.3.2 | (6 725) (1) | (5 682)(2) |
| Dette financière nette des sociétés figurant dans les passifs non courants détenus en vue de la vente | | - | 33 |
| **ENDETTEMENT FINANCIER NET** | | **24 476** | **16 269** |

*(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 6 651 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 74 millions d'euros.*

*(2) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 5 602 millions d'euros et actifs financiers à la juste valeur pour 80 millions d'euros.*

# 34.4 Évolution de l'endettement financier net

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| **Excédent brut d'exploitation** | **14 240** | **15 210** |
| Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'excédent brut d'exploitation | (3 699) | (1 584) |
| Variation du besoin en fonds de roulement net | (211) | (269) |
| Autres éléments | 30 | 23 |
| **Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation** | **10 360** | **13 380** |
| Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes des cessions | (9 489) | (7 261) |
| Frais financiers nets décaissés | (1 068) | (921) |
| Impôt sur le résultat payé | (1 720) | (2 237) |
| **Free cash flow** | **(1 917)** | **2 961** |
| Investissements financiers (1) | (6 090) | (2 634) |
| Dividendes versés | (2 528) | (3 260) |
| Autres variations (2) | 479 | 621 |
| **Diminution de l'endettement financier net, hors effets de périmètre et de change** | **(10 056)** | **(2 312)** |
| Effet de la variation du périmètre | 138 | 198 |
| Effet de la variation de change (3) | 1 473 | 622 |
| Autres variations non monétaires | 238 | 155 |
| **(Augmentation) / Diminution de l'endettement financier net** | **(8 207)** | **(1 337)** |
| **Endettement financier net ouverture** | **16 269** | **14 932** |
| **ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE** | **24 476** | **16 269** |

*(1) Les principaux investissements financiers réalisés en 2008 sont ceux décrits ci-dessous.*

*(2) La variation comprend l'impact de l'exercice des warrants Edison en 2007 (112 millions d'euros).*

*(3) La variation est liée principalement à la dépréciation de la livre sterling entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008.*

En 2008, l'évolution de l'endettement financier net intègre notamment :

- l'accélération du programme d'investissement ;
- l'acquisition d'un lot de 26,5 % de British Energy en septembre 2008 pour 2 679 millions d'euros (voir note 4.1) ;
- une dotation brute aux actifs dédiés de 1 785 millions d'euros ;
- 412 millions d'euros au titre de l'investissement complémentaire de 4,54 % dans Constellation Energy ;
- 854 millions d'euros au titre de l'apport de liquidités et de la participation aux frais de transaction consentis par EDF à Constellation dans le cadre de l'accord du 17 décembre 2008 (voir note 4.2).

En 2007, l'évolution de l'endettement financier net intègre notamment une dotation de trésorerie aux actifs dédiés de 2 397 millions d'euros (voir note 25.3.2.1).

# 34.5 Garanties sur emprunts

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2008 sont les suivants :

| | 31.12.2008 | | | | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|---|---|
| | | Échéances | | | |
| *(en millions d'euros)* | Total | < 1 an | 1 - 5 ans | > 5 ans | Total |
| Sûretés réelles d'actifs | 2 166 | 148 | 1 162 | 856 | 2 102 |
| Garanties sur emprunts | 429 | 166 | 30 | 233 | 419 |
| Autres engagements liés au financement | 564 | 534 | 4 | 26 | 190 |
| **ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT** | **3 159** | **848** | **1 196** | **1 115** | **2 711** |
| **ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AU FINANCEMENT *** | **69** | **41** | **18** | **10** | **114** |

** Hors lignes de crédit (voir ci-dessus note 34.2.5).*

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des actifs corporels sous forme de nantissements ou d'hypothèques et des titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élève à 2 166 millions d'euros (2 102 millions d'euros en 2007).
Les garanties sur emprunts ont été données principalement par EDF, EDF International et EDF Energy.

En 2008, les évolutions des engagements donnés liés au financement intègrent 431 millions d'euros (600 millions de dollars), correspondant à la ligne de financement temporaire de dernier ressort accordée en faveur de Constellation (voir note 4.2).

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement EDF et Unistar Nuclear Energy.

# Note 35 Gestion des risques financiers

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques de taux, de change et de fluctuation des prix des matières premières. Le Groupe a recours à des instruments dérivés dans diverses stratégies de couverture pour éliminer ou limiter les risques financiers auxquels il est exposé et non à des fins spéculatives.

Dans cette perspective, le Groupe a mis en place une structure dédiée en charge de définir la politique de gestion des risques, les principes de cette gestion et le contrôle de leur bonne application.

Les entités d'EDF et les filiales du Groupe en particulier EDF Trading, EDF Energy, EnBW et Edison ont décliné ces principes pour gérer de manière appropriée les risques issus de leur activité.

Les risques de change, de taux d'intérêt ou de fluctuations des prix des matières premières créent de la volatilité sur les résultats, les capitaux propres ainsi que sur les flux de trésorerie.

Les principaux instruments dérivés utilisés sont le change à terme et les swaps de change, les swaps de taux d'intérêt, les cross currency swaps ainsi que les futures, forwards et swaps pour les matières premières.

Le risque actions est principalement localisé dans le portefeuille de couverture des engagements nucléaires et pour une faible part dans les placements long terme de la gestion de trésorerie d'EDF.

En ce qui concerne les marchés de l'énergie, le Groupe effectue des opérations de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du $CO_2$ et des combustibles fossiles principalement au travers de sa filiale EDF Trading. Les transactions spot ou à terme effectuées par EDF Trading sont essentiellement réalisées à travers des instruments tels que des contrats à terme (avec ou sans livraisons physiques), des swaps et des options.

EDF Trading est responsable de la maîtrise de son exposition aux risques marchés énergies et son engagement sur les marchés est toutefois encadré au niveau Groupe par une limite de « Value at risk » (VaR) avec une limite « stop loss ».

Le risque de crédit est composé du risque d'impayé sur les créances clients et du risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles. À ce titre, le Groupe est doté d'une politique de gestion des risques. Dans le cadre du risque de contrepartie, EDF Trading a mis en place un système de gestion de ce risque qui s'appuie sur les quatre principes suivants :

- analyse quantitative et qualitative de toutes les contreparties afin de définir des limites à l'exposition au risque de contrepartie ; ces limites sont approuvées par le comité de crédit d'EDF Trading ;
- mesure sur une base quotidienne de l'exposition au risque ; EDF Trading mesure le risque de crédit en fonction des paiements futurs et du coût de remplacement des contrats sur les marchés ;
- gestion quotidienne des limites qui implique le suivi et le reporting de l'exposition globale ;
- 90 % de l'exposition crédit d'EDF Trading est sur des contreparties « investment grade ».

Concernant le risque de défaillance des clients – autre composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 27 de la présente annexe.

Le rapport de gestion de l'exercice 2008 (chapitre 1.10) fournit les compléments à cette note.

# Note 36 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

36.1 Couverture de juste valeur 330
36.2 Couverture de flux de trésorerie 330
36.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger 331
36.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres 331
36.5 Couverture de juste valeur liées aux matières premières 333

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 au 31 décembre 2008 se décompose comme suit :

| *(en millions d'euros)* | Notes | 31.12.2008 |
|---|---|---|
| Juste valeur positive des dérivés de couverture | 25.1 | 3 705 |
| Juste valeur négative des dérivés de couverture | 34.1 | (3 859) |
| **JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE** | | **(154)** |
| Instruments dérivés de couverture de taux | 36.4.1 | (64) |
| Instruments dérivés de couverture de change | 36.4.2 | 1 795 |
| Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie | 36.4.3 | (1 851) |
| Couvertures de juste valeur liées aux matières premières | 36.5 | (34) |

## 36.1 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'intérêts 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.

Au 31 décembre 2008, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de 6 millions d'euros inclus dans le résultat financier (gain de 3 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## 36.2 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'intérêts sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de currency swap) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon et de combustible nucléaire : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change inhérent à certains de ses engagements fermes d'achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2008 est une perte de 5 millions d'euros (gain de 3 millions d'euros au 31 décembre 2007).

# 36.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères du Groupe.

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 ainsi recours à des swaps de change et du change à terme.

Le montant de l'inefficacité des couvertures d'investissement net à l'étranger est quasi nul (perte de 2 millions d'euros au 31 décembre 2007).

# 36.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres sur la période s'analysent comme suit :

**– En 2008**

| *(en millions d'euros)* | Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1) | Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres | Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1) | Inefficacité | Variations brutes de juste valeur transférées en résultat (2) | Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat | Variations nettes de juste valeur transférées en résultat (2) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Dérivés de : | | | | | | | |
| - couverture de taux | (90) | 20 | (70) | (2) | - | - | - |
| - couverture de change | 362 | (106) | 256 | - | (62) | 21 | (41) |
| - couverture d'investissement net à l'étranger | 857 | (294) | 563 | - | - | - | - |
| - couverture de matières premières | (3 216) | 1 012 | (2 204) | (3) | (296) | 90 | (206) |
| **DÉRIVÉS DE COUVERTURE** | **(2 087)** | **632** | **(1 455)** | **(5)** | **(358)** | **111** | **(247)** |

*(1) + / ( ) : augmentation / diminution des capitaux propres.*

*(2) + / ( ) : augmentation / diminution du résultat.*

Concernant les matières premières, les variations négatives de juste valeur de l'exercice d'un montant de 2 204 millions d'euros après impôt s'expliquent principalement par :

- (1 137) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ((67) millions d'euros en 2007) ;
- (434) millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon (+ 502 millions d'euros en 2007) ;
- (306) millions d'euros sur les contrats de couverture de produits pétroliers (+ 58 millions d'euros en 2007).

Le montant de (206) millions d'euros après impôt et transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

- (339) millions d'euros sur les contrats de couverture d'électricité ((470) millions d'euros en 2007) ;
- (111) millions d'euros sur les contrats de couverture de gaz ((309) millions d'euros en 2007) ;
- + 201 millions d'euros sur les contrats de couverture de charbon (+ 132 millions d'euros en 2007).

– En 2007

| (en millions d'euros) | Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1) | Impôts liés aux variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres | Variations nettes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1) | Inefficacité | Variations brutes de juste valeur transférées en résultat (2) | Impôts liés aux variations brutes de juste valeur transférées en résultat | Variations nettes de juste valeur transférées en résultat (2) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Dérivés de : | | | | | | | |
| - couverture de taux | (5) | (2) | (7) | 1 | (14) | 4 | (10) |
| - couverture de change | (99) | 34 | (65) | - | (7) | 3 | (4) |
| - couverture d'investissement net à l'étranger | 251 | (86) | 165 | (2) | 1 | - | 1 |
| - couverture de matières premières | 944 | (317) | 627 | 2 | (1 115) | 301 | (814) |
| **DÉRIVÉS DE COUVERTURE** | **1 091** | **(371)** | **720** | **1** | **(1 135)** | **308** | **(827)** |

*(1) + / ( ) : augmentation / diminution des capitaux propres.*
*(2) + / ( ) : augmentation / diminution du résultat.*

## 36.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux correspondent à des swaps et s'analysent comme suit :

| | Notionnel au 31.12.2008 | | | | Notionnel au 31.12.2007 | Juste valeur | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (en millions d'euros) | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | Total | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
| **Opérations sur taux d'intérêt** | **2** | **6** | **-** | **8** | **-** | **2** | **1** |
| Payeur fixe / receveur variable | 276 | 1 208 | 491 | 1 975 | 2 070 | (101) | 21 |
| Payeur variable / receveur fixe | 200 | 265 | 763 | 1 228 | 792 | 53 | 1 |
| Variable / variable | - | 241 | - | 241 | 130 | (18) | 20 |
| **Swaps de taux** | **476** | **1 714** | **1 254** | **3 444** | **2 992** | **(66)** | **42** |
| **Dérivés incorporés de taux** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** | **-** |
| **INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX** | **478** | **1 720** | **1 254** | **3 452** | **2 992** | **(64)** | **43** |

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet taux.

## 36.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

– Au 31 décembre 2008

| | Notionnel à recevoir au 31.12.2008 | | | | Notionnel à livrer au 31.12.2008 | | | | Juste valeur |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (en millions d'euros) | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | 31.12.2008 |
| Change à terme | 4 809 | 3 711 | 73 | 8 593 | 5 914 | 3 868 | 35 | 9 817 | 539 |
| Swaps | 4 456 | 3 085 | 2 126 | 9 667 | 3 809 | 2 502 | 1 469 | 7 780 | 1 246 |
| Options | 502 | - | - | 502 | 502 | - | - | 502 | 10 |
| **INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE** | **9 767** | **6 796** | **2 199** | **18 762** | **10 225** | **6 370** | **1 504** | **18 099** | **1 795** |

– Au 31 décembre 2007

| | Notionnel à recevoir au 31.12.2007 | | | | Notionnel à livrer au 31.12.2007 | | | | Juste valeur |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (en millions d'euros) | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | 31.12.2007 |
| Change à terme | 2 904 | 3 191 | - | 6 095 | 2 690 | 3 062 | - | 5 752 | (7) |
| Swaps | 1 841 | 1 685 | 2 152 | 5 678 | 1 837 | 1 689 | 1 981 | 5 507 | 159 |
| Options | 1 523 | - | - | 1 523 | 1 514 | - | - | 1 514 | 9 |
| Dérivés incorporés de change | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE** | **6 268** | **4 876** | **2 152** | **13 296** | **6 041** | **4 751** | **1 981** | **12 773** | **161** |

La juste valeur des cross-currency swaps taux / change ne prend en compte que l'effet change.

## 36.4.3 Couverture de flux de trésorerie liées aux matières premières

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

| | Unités de mesure | 31.12.2008 Notionnels nets | | | | 31.12.2008 Juste valeur | 31.12.2007 Notionnels nets | 31.12.2007 Juste valeur |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | | < 1 an | de 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | | Total | |
| Swaps | | - | - | - | - | 1 | - | 1 |
| Forwards/futures | | 24 | 11 | - | 35 | (748) | 14 | 254 |
| **Électricité** | **TWh** | **24** | **11** | **-** | **35** | **(747)** | **14** | **255** |
| Forwards/futures | | 800 | 724 | - | 1 524 | (9) | 2 233 | 52 |
| **Gaz** | **Millions de therms** | **800** | **724** | **-** | **1 524** | **(9)** | **2 233** | **52** |
| Swaps | | 15 438 | 4 436 | - | 19 874 | (638) | 6 522 | 63 |
| Forwards/futures | | 477 | - | - | 477 | (11) | - | - |
| **Produits pétroliers** | **Milliers de barils** | **15 915** | **4 436** | **-** | **20 351** | **(649)** | **6 522** | **63** |
| Swaps | | 15 | 9 | - | 24 | (403) | 21 | 523 |
| Forwards/futures | | - | - | - | - | (2) | - | - |
| **Charbon** | **Millions de tonnes** | **15** | **9** | **-** | **24** | **(405)** | **21** | **523** |
| Forwards/futures | | 8 242 | 9 085 | - | 17 327 | (41) | 15 061 | 49 |
| **$CO_2$** | **Milliers de tonnes** | **8 242** | **9 085** | **-** | **17 327** | **(41)** | **15 061** | **49** |
| **CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE** | | | | | | **(1 851)** | | **942** |

# 36.5 Couverture de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

| *(en millions d'euros)* | Unités de mesure | 31.12.2008 Notionnels nets | 31.12.2008 Juste valeur | 31.12.2007 Notionnels nets | 31.12.2007 Juste valeur |
|---|---|---|---|---|---|
| Charbon et fret | Millions de tonnes | (9) | (34) | (15) | 136 |
| **CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR** | | | **(34)** | | **136** |

# Note 37 Instruments dérivés non comptabilisés en couverture

37.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction 334
37.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction 335
37.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture 336

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan au 31 décembre 2008 se décompose comme suit :

| *(en millions d'euros)* | Notes | 31.12.2008 |
|---|---|---|
| Juste valeur positive des dérivés de transaction | 25.3.1 | 4 753 |
| Juste valeur négative des dérivés de transaction | 34.1 | (3 232) |
| **JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION** | | **1 521** |
| Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction | 37.1 | 18 |
| Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction | 37.2 | 144 |
| Contrats de matières premières non qualifiés de couverture | 37.3 | 1 359 |

## 37.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

| | Notionnel au 31.12.2008 | | | | Notionnel au 31.12.2007 | Juste valeur | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | Total | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
| Achats de CAP | 147 | - | - | 147 | 519 | - | 3 |
| Achats de FLOOR | - | - | - | - | - | - | - |
| Ventes de FLOOR | 294 | - | - | 294 | 665 | - | - |
| **Opérations sur taux d'intérêt** | **441** | **-** | **-** | **441** | **1 184** | **-** | **3** |
| Payeur fixe / receveur variable | 292 | 182 | 1 488 | 1 962 | 2 804 | (97) | (8) |
| Payeur variable / receveur fixe | 4 108 | 1 238 | 1 779 | 7 125 | 7 159 | 150 | 48 |
| Variable / variable | 167 | 54 | - | 221 | 559 | (35) | (1) |
| **Swaps de taux** | **4 567** | **1 474** | **3 267** | **9 308** | **10 522** | **18** | **39** |
| **INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION** | **5 008** | **1 474** | **3 267** | **9 749** | **11 706** | **18** | **42** |

# 37.2 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 2008

| | Notionnel à recevoir au 31.12.2008 | | | | Notionnel à livrer au 31.12.2008 | | | | Juste valeur |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | 31.12.2008 |
| Change à terme | 396 | 4 194 | 44 | 4 634 | (36) | (4 124) | (44) | (4 204) | 39 |
| Swaps | 3 312 | 17 362 | - | 20 674 | 2 928 | (6 589) | - | (3 661) | 106 |
| Options | 182 | - | - | 182 | 40 | - | - | 40 | (1) |
| Dérivés incorporés de change | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION** | **3 890** | **21 556** | **44** | **25 490** | **2 932** | **(10 713)** | **(44)** | **(7 825)** | **144** |

– Au 31 décembre 2007

| | Notionnel à recevoir au 31.12.2007 | | | | Notionnel à livrer au 31.12.2007 | | | | Juste valeur |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans | Total | 31.12.2007 |
| Change à terme | 2 123 | 540 | 35 | 2 698 | 2 045 | 501 | 35 | 2 581 | 12 |
| Swaps | 2 979 | 929 | - | 3 908 | 2 967 | 883 | - | 3 850 | 71 |
| Options | 208 | - | - | 208 | 204 | - | - | 204 | - |
| Dérivés incorporés de change | - | - | - | - | - | - | - | - | (42) |
| **INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION** | **5 310** | **1 469** | **35** | **6 814** | **5 216** | **1 384** | **35** | **6 635** | **41** |

# 37.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

| *(en millions d'euros)* | Unités de mesure | 31.12.2008 Notionnels nets | 31.12.2008 Juste valeur | 31.12.2007 Notionnels nets | 31.12.2007 Juste valeur |
|---|---|---|---|---|---|
| Swaps | | (2) | (19) | - | (50) |
| Options | | 13 | (92) | 18 | (162) |
| Forwards/futures | | (20) | 152 | (8) | (55) |
| **Électricité** | **TWh** | **(9)** | **41** | **10** | **(267)** |
| Swaps | | - | 8 | (7) | (177) |
| Options | | 86 466 | 54 | 81 407 | 363 |
| Forwards/futures | | (1 232) | 202 | (510) | 12 |
| **Gaz** | **Millions de therms** | **85 234** | **264** | **80 890** | **198** |
| Swaps | | (13 712) | 68 | (19 273) | 97 |
| Options | | 1 200 | 8 | (1 814) | 6 |
| Forwards/futures | | 1 680 | (39) | 2 087 | 19 |
| **Produits pétroliers** | **Milliers de barils** | **(10 832)** | **37** | **(19 000)** | **122** |
| Swaps | | (63) | 651 | (48) | (761) |
| Options | | - | - | 1 | 7 |
| Forwards/futures | | 87 | 51 | 56 | 983 |
| Frêt | | 11 | 75 | 17 | (196) |
| **Charbon** | **Millions de tonnes** | **35** | **777** | **26** | **33** |
| Swaps | | - | (30) | - | - |
| Options | | - | - | 1 540 | 1 |
| Forwards/futures | | 5 726 | 269 | (7 871) | 127 |
| **$CO_2$** | **Milliers de tonnes** | **5 726** | **239** | **(6 331)** | **128** |
| **Dérivés incorporés de matières** | | | **1** | | **4** |
| **CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE** | | | **1 359** | | **218** |

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

# Note 38 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|
| Avances et acomptes reçus | 4 783 | 4 279 |
| Dettes sur immobilisations | 2 096 | 1 133 |
| Dettes fiscales et sociales | 6 671 | 5 735 |
| Produits constatés d'avance | 8 027 | 7 988 |
| Autres dettes | 4 248 | 3 195 |
| **AUTRES CRÉDITEURS** | **25 825** | **22 330** |
| Dont : | | |
| - non courant | 5 628 | 5 624 |
| - courant | 20 197 | 16 706 |

Au 31 décembre 2008, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 317 millions d'euros (2 479 millions d'euros en 2007) et chez ERDF et EDF les tickets de raccordement pour 2 529 millions d'euros (2 436 millions d'euros en 2007).

La rubrique « Autres dettes » intègre les dettes relatives aux engagements donnés de rachat d'intérêts minoritaires pour 237 millions d'euros (228 millions d'euros en 2007). Elle inclut également les emprunts de Domofinance, établissement de crédit qui assure le financement à crédit de travaux et d'installation contribuant à la maîtrise de l'énergie pour un montant de 261 millions d'euros (136 millions d'euros en 2007).

# Note 39 Contribution des coentreprises

Le Groupe détient des intérêts dans des coentreprises (voir note 43). Comme indiqué dans la note 2.3, ces participations sont consolidées suivant la méthode de l'intégration proportionnelle.

La part des coentreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit :

**– Au 31 décembre 2008**

| *(en millions d'euros)* | Pourcentage d'intégration | Actif courant | Actif non courant | Passif courant | Passif non courant | Chiffre d'affaires | Excédent brut d'exploitation |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| EnBW | 46,07 % | 5 289 | 11 260 | 4 214 | 7 903 | 7 467 | 1 114 |
| Edison | 48,96 % | 1 604 | 6 434 | 1 725 | 1 949 | 5 435 | 807 |
| Autres | | 2 879 | 5 640 | 2 443 | 1 022 | 2 665 | 341 |
| **TOTAL** | | **9 772** | **23 334** | **8 382** | **10 874** | **15 567** | **2 262** |

– Au 31 décembre 2007

| (en millions d'euros) | Pourcentage d'intégration | Actif courant | Actif non courant | Passif courant | Passif non courant | Chiffre d'affaires | Excédent brut d'exploitation |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| EnBW | 46,07 % | 3 187 | 11 280 | 2 789 | 7 023 | 6 900 | 1 031 |
| Edison | 48,96 % | 1 202 | 6 610 | 1 206 | 2 164 | 4 121 | 791 |
| Autres | | 2 760 | 5 082 | 1 835 | 1 120 | 2 367 | 358 |
| **TOTAL** | | **7 149** | **22 972** | **5 830** | **10 307** | **13 388** | **2 180** |

La rubrique « Autres » comprend essentiellement Dalkia et EDF Investissement Groupe.

# Note 40 Parties liées

**40.1** Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 338

**40.2** Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 339

**40.3** Rémunération des organes d'administration et de direction 339

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

| | Sociétés consolidées par intégration proportionnelle | | Sociétés consolidées par mise en équivalence | | État ou participations de l'État | | Total Groupe | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| (en millions d'euros) | 31.12.2008 | 31.12.2007 | 31.12.2008 | 31.12.2007 | 31.12.2008 | 31.12.2007 | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
| Chiffres d'affaires | 160 | 152 | 64 | 509 | 579 | 404 | 803 | 1 065 |
| Achats énergie | 131 | 83 | 560 | 265 | 3 739 | 1 709 | 4 430 | 2 057 |
| Achats externes | - | - | - | - | 575 | 315 | 575 | 315 |
| Actifs financiers | 125 | 58 | - | - | 633 | 590 | 758 | 648 |
| Autres actifs | 126 | 120 | 15 | 25 | 985 | 1 046 | 1 126 | 1 191 |
| Passifs financiers | 1 083 | 42 | - | - | - | - | 1 083 | 42 |
| Autres passifs | 286 | 357 | 31 | 113 | 2 554 | 668 | 2 871 | 1 138 |

## 40.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

EDF a conclu différents accords commerciaux avec ses filiales et participations. EDF et EnBW ont notamment conclu, en 2001 pour une durée indéterminée, un accord, prévoyant les modalités de coopération entre les deux sociétés.

Les transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les sociétés consolidées par mise en équivalence relèvent de la vente et de l'achat d'énergie.

# 40.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

## 40.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,66 % du capital d'EDF SA au 31 décembre 2008. 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 soumise 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.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

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 mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit élaboré. Au cours de l'année 2008, le premier bilan a été adressé à l'État.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

## 40.2.2 Relations avec GDF SUEZ

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création de ERDF SA, filiale de EDF SA, au 1er janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF SA, filiale de GDF SUEZ, au 1er janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre ERDF SA et GRDF SA, vis-à-vis de l'opérateur commun, a été mise en œuvre dans la suite de la convention existant antérieurement entre EDF et GDF SUEZ. L'opérateur commun assure la gestion du service public de proximité que constituent la distribution d'énergies et notamment la construction, l'exploitation et la maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

Par ailleurs, EDF et GDF SUEZ disposent de deux autres services communs, également régis par des conventions :
- la délégation Santé Sécurité ;
- la Direction Informatique et Télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

## 40.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Le Groupe réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité, ainsi que la facturation de l'accès au réseau de transport.

Le traitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par AREVA pour EDF constituent l'essentiel des coûts d'achats d'énergie auprès des sociétés participations de l'État. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du groupe AREVA.
Les autres actifs sont constitués principalement d'avances relatives à ces contrats d'achat.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 25.3.2.3.

# 40.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont le Président du Conseil d'administration, les Directeurs Généraux Délégués, et les membres externes du Conseil d'administration.
La rémunération attribuée en 2008 à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 4,8 millions d'euros (5 millions d'euros en 2007). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable versée en 2008, intéressement, jetons de présence et avantages en nature), ainsi que les charges patronales correspondantes. La variation par rapport à 2007 s'explique principalement par une modification des montants des bonus.

Par ailleurs, les dirigeants statutairement rattachés au régime des IEG bénéficient des avantages liés au personnel – au sens de la norme IAS 19 – procurés par ce statut. Le coût des services rendus lié à ces avantages pour 2008 a été évalué à 0,3 million d'euros (0,4 million d'euros pour 2007).

En dehors de ce qui est indiqué, 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.

Les dirigeants ont pu bénéficier du plan d'actions gratuites – ACT 2007 – dans les mêmes conditions que les autres salariés du groupe EDF. Compte tenu des conditions d'attribution et de l'offre réservée aux salariés, les actions relatives à ACT 2007 ne seront livrées qu'en 2009.

Dans le cadre de l'Offre Réservée aux Salariés de septembre 2008, les dirigeants de l'entreprise ont pu bénéficier des avantages accordés aux salariés : rabais sur le prix des actions, attribution d'actions gratuites et abondement.

# Note 41 Environnement

**41.1** Quotas d'émission de gaz à effet de serre 340
**41.2** Certificats d'économies d'énergie 340
**41.3** Certificats d'énergie renouvelable 340

## 41.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre par l'attribution de quotas d'émission est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans qui s'est achevée fin 2007 et se caractérise par une réduction des quotas attribués.
La deuxième période d'allocation porte sur la période 2008-2012.

Au sein du groupe EDF, les sociétés concernées par l'application de cette Directive sont : EDF SA, EnBW, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, Demasz, Kogeneracja, Zielonagora, ECK, Ersa, ECW et EDF Énergies Nouvelles.

En 2008, le Groupe a restitué 91 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2007. En 2007, le Groupe avait restitué 69 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2006.

Pour l'année 2008, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 67 millions de tonnes.

Pour l'année 2007, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 85 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2008, le volume des émissions s'élève à 84 millions de tonnes (90 millions de tonnes au 31 décembre 2007). La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 397 millions d'euros et couvre l'insuffisance de quotas fin 2008 (205 millions d'euros au 31 décembre 2007).

Par ailleurs, dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le Groupe a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émission de gaz à effet de serre. Ce fonds associe EDF et l'ensemble des entités européennes. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Les achats de CER contractés dans le cadre du Fonds Carbone, sont évalués à 176 millions d'euros au 31 décembre 2008 (120,4 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## 41.2 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.

Ainsi, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergies. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excédent un seuil sont soumises sur une période triennale (jusqu'au 30 juin 2009) à des obligations d'économies d'énergies dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergies ou en acquérant des certificats d'économies d'énergies. 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.

Pour les sociétés françaises du Groupe, le montant de l'obligation sur la période triennale est de 30,2 TWh.
Au 31 décembre 2008, EDF, comme les autres filiales du Groupe, a engagé des actions pour satisfaire à l'obligation de production des certificats en fin de période et à cette date, des certificats ont été obtenus pour un montant de 23 TWh (4,7 TWh au 31 décembre 2007).

## 41.3 Certificats d'énergie renouvelable

Au Royaume-Uni, en Pologne et en Italie, des certificats sont obtenus lors de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables, pour accroître l'utilisation d'énergies renouvelables en instaurant un système de compensation des coûts de production et les commercialisateurs ont une obligation de vendre un certain volume d'énergie renouvelable. Cette obligation se traduit par l'apport de la preuve de la satisfaction de l'obligation ou la restitution de certificats d'énergie renouvelable obtenus et/ou acquis. Des mécanismes similaires sont engagés pour la cogénération.

# Note 42 Événements postérieurs à la clôture


42.1 Atel 341
42.2 British Energy 341
42.3 Lancements d'emprunts obligataires 341
42.4 Construction d'un second EPR 341


## 42.1 Atel

Conformément à l'accord intervenu le 18 décembre, EDF a décidé le 15 janvier 2009 d'apporter à la nouvelle société Alpiq Holding SA ses droits de tirage sur la production du barrage d'Emosson pour une valeur de 720 millions de francs suisses (soit 485 millions d'euros) et 337 millions de francs suisses en numéraire (soit 227 millions d'euros) par voie d'augmentation de capital (voir note 25.5).

## 42.2 British Energy

Les événements post-clôture sont mentionnés dans la note dédiée à cette acquisition (note 4).

## 42.3 Lancements d'emprunts obligataires

EDF a procédé le 23 janvier 2009 à l'émission de deux emprunts obligataires en euros. La première est d'une maturité de 6 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 5,125 %, la seconde est d'une maturité de 12 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 6,25 %.

Le 26 janvier 2009, EDF a réalisé à une émission obligataire sur le marché américain d'un montant de 5 milliards de dollars sous la forme d'un placement privé réservé auprès d'investisseurs institutionnels (émission dans le cadre de la règle 144A de l'US Securities and Exchange Commission) qui comporte trois tranches :

- une tranche 5 ans d'un montant de 1,25 milliard de dollars, coupon 5,50 % ;
- une tranche 10 ans d'un montant de 2 milliards de dollars, coupon 6,50 % ;
- une tranche 30 ans d'un montant de 1,75 milliard de dollars, coupon 6,95 %.

Ces opérations participent au financement de la stratégie du Groupe et concourent au remboursement anticipé du crédit bancaire d'acquisition de British Energy tiré en janvier 2009.

## 42.4 Construction d'un second EPR

L'État français a confirmé le 30 janvier 2009 la construction d'un second EPR, conduit par EDF, sur le site de Penly, en Seine-Maritime.

EDF saisira du projet ses instances de gouvernance.

EDF associera, en outre, à la réalisation de ce second EPR français des industriels notamment GDF SUEZ, dans le cadre de partenariats comme dans le passé Electrabel dans les centrales de Chooz et de Tricastin, et plus récemment Enel dans le futur réacteur nucléaire EPR à Flamanville.

# Note 43 Périmètre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit au 31 décembre 2008 :

| Nom de l'entité | | Pays | Quote-part d'intérêt dans le capital | Quote-part des droits de vote détenus | Méthode de consolidation | Secteur d'activité |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **FRANCE** | | | | | | |
| Électricité de France | (1) | | 100 | 100 | Société-mère | P,D,S |
| RTE EDF Transport | (1) | | 100 | 100 | IG | T |
| Électricité Réseau Distribution France | (1) | | 100 | 100 | IG | D |
| Groupe PEI | (1) | | 100 | 100 | IG | P |
| **ROYAUME-UNI** | | | | | | |
| EDF Energy | (3) | | 100 | 100 | IG | P,D,S |
| **ALLEMAGNE** | | | | | | |
| EnBW | (3) | | 46,07 | 46,07 | IP | P,D,S,T |
| **ITALIE** | | | | | | |
| Edison | (3) | | 48,96 | 50 | IP | P,D,S |
| Transalpina di Energia (TdE) | | | 50 | 50 | IP | S |
| Italenergia Bis | | | 100 | 100 | IG | S |
| Wagram 1 | | | 100 | 100 | IG | S |
| Wagram 4 | | | 100 | 100 | IG | S |
| Fenice | (3) | | 100 | 100 | IG | P |
| **RESTE EUROPE** | | | | | | |
| EDF Trading | (3) | Royaume-Uni | 100 | 100 | IG | S |
| E.D.F. International | (1) | France | 100 | 100 | IG | S |
| ECK Cracovie | | Pologne | 66,26 | 66,26 | IG | P |
| Kogeneracja | | Pologne | 35,61 | 50 | IG | P |
| ECW | | Pologne | 99,66 | 99,66 | IG | P |
| ERSA (Rybnik) | | Pologne | 79,59 | 97,11 | IG | P |
| Zielona Gora | | Pologne | 35,56 | 99,87 | IG | P, D |
| Demasz | (3) | Hongrie | 100 | 100 | IG | D |
| Bert | | Hongrie | 95,57 | 95,57 | IG | P |
| Société d'Investissement en Autriche | | France | 80 | 80 | IG | S |
| Groupe ESTAG | | Autriche | 20 | 25 | ME | P,S |
| SSE | | Slovaquie | 49 | 49 | IP | D |
| Groupe ATEL | | Suisse | 24,83 | 25 | ME | P,D,S,T |
| EDF Alpes Investissements | | Suisse | 100 | 100 | IG | S |
| EDF Development UK Ltd | | Royaume-Uni | 100 | 100 | IG | P |
| EDF Production UK Ltd | | Royaume-Uni | 100 | 100 | IG | P |
| Emosson | | Suisse | 50 | 50 | IP | P |
| EDF Belgium | | Belgique | 100 | 100 | IG | P |
| Finelex BV | | Pays-Bas | 100 | 100 | IG | P |

| Nom de l'entité | | Pays | Quote-part d'intérêt dans le capital | Quote-part des droits de vote détenus | Méthode de consolidation | Secteur d'activité |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Cinergy Holding Company BV | | Pays-Bas | 50 | 50 | IP | P |
| Hispaelec | | Espagne | 100 | 100 | IG | P |
| Azito Énergie | | Côte d'Ivoire | 32,85 | 32,85 | IP | P |
| Dalkia Holding | | France | 34 | 34 | ME | S |
| Edenkia | | France | 50 | 50 | ME | S |
| Dalkia International | | France | 50 | 24,14 | IP | S |
| Dalkia Investissement | | France | 67 | 50 | IP | S |
| Richemont | (1) | France | 100 | 100 | IG | P |
| EDF Développement Environnement SA | (1) | France | 100 | 100 | IG | P |
| Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI) | | France | 51 | 51 | IG | S |
| Cofiva | (1) | France | 100 | 100 | IG | S |
| Sofinel | | France | 54,98 | 54,98 | IG | S |
| Électricité de Strasbourg | | France | 89,07 | 89,07 | IG | D |
| Tiru SA - Traitement Industriel des Résidus Urbains | (3) | France | 51 | 51 | IG | S |
| EDF Énergies Nouvelles | (2), (3) | France | 50 | 50 | IG | P,S |
| Immobilière Wagram Étoile | (1) | France | 100 | 100 | IG | S |
| La Gérance Générale Foncière | (1) | France | 99,86 | 99,86 | IG | S |
| Immobilière PB6 | | France | 50 | 50 | IP | S |
| Société Foncière Immobilière et de Location (SOFILO) | (1) | France | 100 | 100 | IG | S |
| Société C2 | (1) | France | 100 | 100 | IG | S |
| Société C3 | (1) | France | 100 | 100 | IG | S |
| EDF Holding SAS | (1) | France | 100 | 100 | IG | S |
| Domofinance | | France | 45 | 45 | IP | S |
| Fahrenheit | | France | 99,66 | 100 | IG | S |
| Wagram Insurance Company | | Irlande | 100 | 100 | IG | S |
| Océane Ré | | Luxembourg | 99,98 | 99,98 | IG | S |
| EDF Investissement Groupe | | Belgique | 84,85 | 50 | IP | S |
| SLOE Centrale Holding | | Pays-Bas | 50 | 50 | IP | P |
| **RESTE DU MONDE** | | | | | | |
| EDF Développement USA | | États-Unis | 100 | 100 | IG | S |
| Unistar Nuclear Energy | | États-Unis | 50 | 50 | IP | P |
| Ute Norte Fluminense | | Brésil | 90 | 90 | IG | P |
| Ute Paracambi | | Brésil | 100 | 100 | IG | P |
| Figlec | | Chine | 100 | 100 | IG | P |
| Shandong Zhonghua Power Company | | Chine | 19,60 | 19,60 | ME | P |
| Meco | | Vietnam | 56,25 | 56,25 | IG | P |
| Nam Theun Power Company | | Laos | 35 | 35 | ME | P |

*Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.*

*Secteurs d'activités : P = Production, D = Distribution, S = Services, T = Transport.*

*(1) Sociétés appartenant au périmètre du régime de l'intégration fiscale pour lequel Électricité de France a opté depuis le 1er janvier 1988.*

*(2) Suite à l'entrée en vigueur des nouveaux accords d'actionnaires avec le groupe Mouratoglou et à l'ouverture du capital d'EDF Énergies Nouvelles, EDF EN et EnXco sont consolidés par intégration globale depuis le 31 décembre 2006.*

*(3) Groupe de sociétés.*

# 20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2008

## EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2008

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 2008 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France, 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 dans 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 aux comptes consolidés :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 2.2.1 et 32.2 à 32.4, résulte comme indiqué en note 2.2.1 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation 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. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;

- l'approche privilégiée par EDF pour représenter au bilan ses obligations de renouvellement des biens du domaine concédé relevant de la distribution publique d'électricité en France décrite en note 2.24, repose sur la spécificité des contrats de concessions. Elle 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. Une approche alternative, fondée sur la valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle, donnerait une représentation différente des obligations vis-à-vis des concédants. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 2.24. L'évaluation des passifs de concessions est sujette à des aléas, entre autres en termes de coûts et de dates de décaissements.

## 2. JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

### RÈGLES ET PRINCIPES COMPTABLES

Nous nous sommes assurés que les notes 2.4, 2.10.2, 2.12 et 2.24 donnent une information appropriée sur les traitements comptables retenus au titre des engagements de rachat d'intérêts minoritaires sur une entité intégrée globalement, des quotas d'émission de gaz à effet de serre et des concessions, domaines qui ne font pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne au 31 décembre 2008.

### JUGEMENTS ET ESTIMATIONS DE LA DIRECTION

La note 2.2, décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements et estimations. Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, les données et les hypothèses sur lesquelles se fondent ces estimations, à revoir, par sondages, 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 les notes aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

Dans le contexte actuel de forte volatilité des marchés et de la difficulté certaine à appréhender les perspectives économiques, nous avons également procédé à l'appréciation du caractère raisonnable des données et hypothèses retenues concernant l'évaluation des actifs financiers.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

## 3. VÉRIFICATION SPÉCIFIQUE

Nous avons également procédé à la vérification 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 11 février 2009

Les Commissaires aux comptes

| **KPMG Audit**<br>***Département de KPMG S.A.*** | | **Deloitte & Associés** | |
|---|---|---|---|
| Jean-Luc Decornoy | Michel Piette | Amadou Raimi | Tristan Guerlain |

# 20.3 Honoraires des commissaires aux comptes

Les honoraires relatifs à l'exercice financier 2008, pour EDF et ses filiales intégrées globalement, pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs, se décomposent comme suit pour chaque réseau :

| | 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 | | | | |
| • Émetteur | 3 494 | 33,8 | 3 257 | 32,8 |
| • Filiales intégrées globalement | 4 537 | 44,0 | 3 937 | 39,6 |
| Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes | | | | |
| • Émetteur | 706 | 6,8 | 2 707 | 27,2 |
| • Filiales intégrées globalement | 973 | 9,4 | 26 | 0,3 |
| **Sous-total** | **9 710** | **94,0** | **9 927** | **99,9** |
| **Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement :** | | | | |
| Juridique, fiscal, social | 324 | 3,2 | 4 | 0,0 |
| Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit) | 291 | 2,8 | 6 | 0,1 |
| **Sous-total** | **615** | **6,0** | **10** | **0,1** |
| **Total** | **10 325** | **100** | **9 937** | **100** |

Le collège des Commissaires aux comptes d'EDF a été renouvelé, à compter de l'exercice 2005, pour six ans.

Le montant des honoraires a été validé contradictoirement avec chacun des deux réseaux.

En 2008, les honoraires du réseau KPMG comprennent les diligences opérées dans le cadre de prestations directement liées à la mission de Commissaire aux comptes rendues lors de l'acquisition d'entités.

## Rappel des informations communiquées au titre de l'exercice financier 2007 :

| | 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 | | | | |
| • Émetteur | 4 388 | 43,7 | 3 902 | 56,2 |
| • Filiales intégrées globalement | 3 815 | 38,0 | 2 651 | 38,2 |
| Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes | | | | |
| • Émetteur | 318 | 3,1 | 254 | 3,7 |
| • Filiales intégrées globalement | 847 | 8,4 | 72 | 1,0 |
| **Sous-total** | **9 368** | **93,2** | **6 879** | **99,1** |
| **Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement :** | | | | |
| Juridique, fiscal, social | 343 | 3,4 | 53 | 0,8 |
| Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit) | 338 | 3,4 | 10 | 0,1 |
| **Sous-total** | **681** | **6,8** | **63** | **0,9** |
| **Total** | **10 049** | **100** | **6 942** | **100** |

# 20.4 Politique de distribution de dividendes

## 20.4.1 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 | Nombre d'actions | Dividende par action | Dividende total distribué en euros déduction faite des actions auto-détenues | Date de versement du dividende |
|---|---|---|---|---|
| 2005 | 1 822 171 090 | 0,79 euro | 1 439 170 388,51 euros | 20 juin 2006 |
| 2006 | 1 822 171 090 | 1,16 euro | 2 113 624 504,40 euros | 4 juin 2007 |
| 2007 | 1 822 171 090 | 1,28 euro | 2 330 266 755,20 euros[1] | 2 juin 2008 |

Par ailleurs, lors de sa réunion du 20 novembre 2008, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, au titre de l'exercice 2008, de mettre en paiement le 17 décembre 2008 un acompte sur dividende de 0,64 euro par action ; à ce titre, un acompte sur dividende d'un montant total (déduction faite des actions auto-détenues) de 1 164 067 897,60 euros a été versé.

## 20.4.2 Politique de distribution

Lors de sa réunion du 11 février 2009, le Conseil d'administration a décidé de proposer à l'Assemblée générale mixte du 20 mai 2009 la distribution d'un dividende égal à 1,28 euro par action (dont il reste à verser, compte tenu de l'acompte sur dividende déjà versé, un montant de 0,64 euro par action). Dans le cas où cette proposition de dividende serait votée, la mise en paiement du dividende s'effectuera dans les trente jours suivant l'Assemblée générale.

La politique de distribution des dividendes continuera d'être définie par le Conseil d'administration ; elle prendra en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Le Conseil de surveillance du FCPE Actions EDF a notifié à EDF un projet de résolution visant à revoir à la baisse le montant du dividende (soit 0,64 euro par action contre 1,28 euro par action). Ce projet de résolution, examiné par le Conseil d'administration d'EDF à l'occasion de sa réunion du 1er avril 2009, ne fera pas l'objet d'une recommandation par celui-ci.

## 20.4.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de 5 ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

# 20.5 Procédures judiciaires et d'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 ainsi que des procédures et/ou enquêtes décrites au chapitre 6 du présent Document de Référence, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure gouvernementale, judiciaire ou d'arbitrage (y compris en suspens ou dont elle est menacée), susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

## 20.5.1 Procédures concernant EDF

### AIDES D'ÉTAT

Par une lettre du 16 octobre 2002, la Commission européenne a engagé 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 de l'aide d'État à rembourser et les intérêts, qui a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a

1 Dont 1 056 809 460,08 euros versés le 30 novembre 2007 à titre d'acompte sur dividende.

déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de première instance des Communautés Européennes et l'État français a déposé le 14 novembre 2004, un mémoire en intervention à l'appui du recours d'EDF. Une audience s'est tenue le 25 novembre 2008 devant le Tribunal de Première Instance des Communautés Européennes, qui pourrait rendre sa décision au second semestre 2009.

### 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 a fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2008, de 487 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 faute inexcusable peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

Depuis juin 2004, EDF a décidé de ne plus faire appel, à l'encontre des agents, des décisions prises par les Tribunaux des Affaires de Sécurité Sociales (« TASS ») en ce qu'elles reconnaissent la faute inexcusable de l'employeur (FIE).

À fin décembre 2008, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de FIE s'élève à environ 18,2 millions d'euros.

Au 31 décembre 2008, une provision de 30 millions d'euros est comptabilisée dans les comptes d'EDF au titre des contentieux d'indemnisation des victimes en matière d'amiante.

### DIRECT ENERGIE

Le 22 février 2007, Direct Energie avait saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte, assortie d'une demande de mesures conservatoires, reprochant à EDF d'avoir mis en œuvre plusieurs pratiques prétendument constitutives d'un abus de position dominante. Le Conseil avait, dans un premier temps, prononcé des injonctions par décision du 28 juin 2007, tout en laissant la possibilité à EDF de présenter des engagements répondant à ses préoccupations de concurrence. Par sa décision en date du 10 décembre 2007, le Conseil de la concurrence a accepté et a rendu obligatoires les engagements proposés par EDF, consistant à mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'énergie un volume significatif d'électricité de 1 500 MW, soit environ 10 TW/an pendant 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

Direct Energie avait fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Paris et avait par ailleurs saisi le Conseil de la concurrence en non-respect de l'une des injonctions de sa décision du 28 juin 2007.

Le 5 août 2008 Direct Energie s'est désisté simultanément de sa saisine du Conseil de la concurrence et de son recours formé devant la Cour d'appel de Paris.

Par décision du 2 septembre 2008, le Conseil de la concurrence a pris acte du désistement de Direct Energie et, par arrêt du 29 octobre 2008, la Cour d'appel de Paris lui a donné acte de son désistement et a constaté l'extinction de l'instance.

### KALIBRAXE

La société KalibraXE a saisi le Conseil de la concurrence, le 22 janvier 2007, au sujet de pratiques anticoncurrentielles qui auraient été, selon cette société, mises en œuvre par EDF. Cette saisine a été accompagnée d'une demande de mesures conservatoires.

Sur le fond, la société KalibraXE soutient que les pratiques mises en œuvre par EDF auraient notamment pour objet et pour effet « *d'éliminer purement et simplement la société KalibraXE et plus généralement toute nouvelle concurrente sur le marché* » et « *empêchent le consommateur final de choisir librement son fournisseur ou d'opérer un approvisionnement auprès de plusieurs fournisseurs* ».

Considérant en outre que ces pratiques, d'une part, lui font perdre « *non seulement l'opportunité de conclure de nouveaux contrats mais aussi la possibilité de poursuivre ses relations contractuelles avec ses clients existants, ne pouvant rentabiliser ses investissements* » et, d'autre part, constituent une atteinte aux intérêts des consommateurs ainsi qu'aux intérêts du secteur ou de l'économie générale, la société KalibraXE demande le prononcé de mesures conservatoires, en particulier la suspension des clauses d'exclusivité dans les contrats d'EDF.

Le 25 avril 2007, le Conseil de la concurrence a considéré la saisine recevable au fond mais a rejeté les mesures conservatoires demandées par KalibraXE.

Le Conseil, à titre conservatoire, a toutefois enjoint à EDF de modifier ses conditions générales de vente, d'informer sa clientèle ayant exercé son éligibilité qu'aucune pénalité n'est encourue à l'échéance normale du contrat et de communiquer au Conseil un exemplaire des conditions générales de vente modifiées. KalibraXE a fait appel de cette décision et, le 26 juin 2007, la Cour d'appel de Paris a rejeté son recours.

L'instruction au fond est actuellement poursuivie par l'Autorité de la Concurrence (qui s'est substituée au Conseil de la concurrence en vertu de l'ordonnance n° 2008-1161 du 13 novembre 2008).

### SOLAIRE DIRECT

Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct a saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Solaire Direct soutient dans sa saisine que « le groupe EDF » aurait exploité abusivement sa position dominante sur les différents marchés de l'électricité pour pénétrer, via sa filiale EDF Energies Nouvelles Réparties (« EDF ENR »), le marché émergent de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque répartie et freiner ainsi l'entrée de nouveaux entrants sur ce marché.

Le Conseil de la concurrence s'est réuni le 26 novembre 2008 pour examiner la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires. EDF a proposé des engagements afin de répondre aux préoccupations de concurrence énoncées par le Conseil de la concurrence. Ces engagements ont été mis en ligne sur le site Internet du Conseil de la concurrence, dans le cadre d'une procédure de « market test », afin que les entreprises intéressées puissent faire connaître leur avis.

Au cours de sa séance du 24 février 2009, le Conseil de la concurrence a décidé d'écarter la proposition d'engagements et de prononcer des mesures conservatoires relatives aux modalités de commercialisation des offres globales photovoltaïques par EDF ENR et de procéder à l'instruction au fond de la saisine de Solaire Direct. À ce stade de l'instruction, l'Autorité estime que les moyens de communication utilisés par EDF entretiennent une confusion entre, d'une part, le rôle d'EDF en tant que fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et d'autre part, l'activité concurrentielle de sa filiale.

Dans sa décision 09-MC-01 du 8 avril 2009, l'Autorité de la concurrence (qui s'est substituée au Conseil de la concurrence en vertu de l'ordonnance n° 2008-1161 du 13 novembre 2008) enjoint ainsi à EDF :

- de supprimer dans tous les supports de communication de la marque Bleu Ciel d'EDF (lettre Bleu Ciel, facture de fourniture d'électricité EDF, publicités, etc.) toute référence à l'activité d'EDF ENR dans la filière solaire photovoltaïque ;
- de faire cesser, par les agents répondant au 3929, toute référence aux services offerts par EDF ENR ;
- de mettre fin à toute communication, à EDF ENR, d'informations recueillies par le 3929. Cette injonction vise la prise de rendez-vous mais aussi la transmission de renseignements sur les personnes intéressées par la production d'énergie photovoltaïque ;
- de ne plus mettre à la disposition d'EDF ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés.

EDF devra se conformer à ces injonctions dans le délai d'un mois.

Au terme de cette instruction au fond (entre 12 et 18 mois), si l'Autorité de la concurrence devait conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles mises en œuvre par EDF, 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 et leur montant maximum potentiel est de 10 % du montant du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise concernée.

### EPR

Divers recours, concernant les travaux préparatoires de l'EPR, ont été déposés par des associations devant le tribunal administratif de Caen :

- un recours en référé pour la suspension des travaux datant du 11 octobre 2006, contre le permis de construire. L'audience devant le Tribunal administratif de Caen est intervenue le 24 octobre et le recours a été rejeté le 26 octobre 2006 pour défaut d'urgence ;
- deux recours en annulation contre le permis de construire délivré par le préfet, déposés le 23 août et le 11 octobre 2006 et deux recours en annulation datant du 11 septembre 2006 contre l'autorisation de travaux sur le domaine public maritime et celle relative aux installations et travaux divers délivrées par le préfet. Ces divers recours ont été rejetés par jugement du Tribunal Administratif de Caen en date du 15 mars 2007.

Des recours en annulation contre le décret d'autorisation de création ont été déposés par trois associations devant le Conseil d'État le 5 juin 2007. L'arrêt du Conseil d'État est attendu pour mai 2009.

### LITIGES EN MATIÈRE SOCIALE

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le calcul et la mise en œuvre du temps de repos. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, ces litiges pourraient présenter un risque systémique qui pourrait avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe est également partie à un certain nombre de contentieux avec les organismes sociaux. Le principal contentieux oppose EDF à l'URSSAF de Toulouse concernant l'inclusion dans l'assiette de cotisation de certaines primes, indemnités et autres avantages en nature. Au 31 décembre 2008, une provision de 247 millions d'euros figurait dans les comptes consolidés d'EDF au titre des litiges avec les organismes sociaux.

### 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. A la date de dépôt du présent Document de Référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si leur résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

### LITIGES EN MATIÈRE FISCALE

Au cours de l'année 2008, EDF a fait l'objet d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. En fin d'année, une proposition de rectification a été adressée à EDF au titre des exercices 2004 et 2005, avec pour conséquence un rappel de droits de 219 millions d'euros, pénalités de retard incluses. EDF conteste l'ensemble des propositions de rectifications notifiées. Le contrôle se poursuivra en 2009 ; il portera sur l'exercice 2006.

### OUVERTURE PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE D'UNE PROCÉDURE À L'ENCONTRE DU GROUPE EDF CONCERNANT LES CONTRATS LONG TERME DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

EDF et Electricité de Strasbourg ont reçu le 23 décembre 2008 une communication de griefs de la Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne relative aux contrats à long terme de fourniture d'électricité conclus en France avec des grands consommateurs industriels d'électricité. La Commission européenne considère que « *ces contrats pourraient empêcher les clients de s'adresser à d'autres fournisseurs, réduisant ainsi la concurrence sur le marché, en particulier au regard de la nature exclusive et la durée des contrats et de la part du marché concernée par ceux-ci. Dans ces mêmes contrats, la revente d'électricité apparaît restreinte. Ces pratiques pourraient constituer des infractions aux règles du traité CE sur les abus de position dominante (article 82). En particulier, ces pratiques pourraient avoir rendu difficiles l'entrée et l'expansion des fournisseurs sur les marchés français de l'électricité, et avoir rendu le marché de négoce d'électricité moins liquide* ».

Cette communication de griefs est la première étape d'une procédure contradictoire entre EDF et la Commission européenne. L'envoi d'une communication des griefs ne préjuge pas de l'issue finale de la procédure. EDF a répondu à la communication de griefs de la Commission le 9 mars 2009, et une audience s'est tenue le 2 avril 2009.

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 et leur montant maximum potentiel est de 10 % du montant du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise concernée.

### ALCAN SAINT-JEAN-DE-MAURIENNE

Le 31 décembre 1985, EDF, Pechiney (devenue Alcan France) et Aluminium Pechiney ont signé un contrat de fourniture d'énergie (2 TWh) destiné en priorité à la fourniture de l'usine Pechiney d'aluminium primaire de Saint-Jean-de-Maurienne, aux termes duquel EDF s'engage à fournir des volumes d'électricité, à un prix déterminé. La durée du contrat a été modifiée par avenants ; le contrat expire le 31 décembre 2012 pour le site de Saint-Jean-de-Maurienne.

Suite à divers courriers d'Alcan France demandant une prolongation du contrat, Alcan France et Aluminium Pechiney ont signifié à EDF le 2 août 2007 une assignation à comparaître devant le Tribunal de Commerce de Paris le 21 septembre 2007 pour une première audience de procédure.

Lors de l'audience qui s'est tenue le 3 novembre 2008, EDF et Alcan ont régularisé les conclusions en réponse. En conséquence, le Tribunal a renvoyé l'affaire à l'audience du 26 janvier 2009, au cours de laquelle EDF a déposé de nouvelles écritures en réponse.

### REE

EDF et Red Electrica de Espana (REE) avaient conclu au début des années 1990 un contrat de base portant sur la mise à disposition par EDF à REE d'une production d'énergie au point d'interconnexion entre les réseaux électriques français et espagnol ainsi qu'un contrat de pointe permettant de suspendre ponctuellement les livraisons. Ces contrats ont bénéficié, depuis leur signature jusqu'à fin 2005, d'une priorité d'accès à l'interconnexion.

Par un arrêt du 7 juin 2005, la Cour de Justice des Communautés Européennes a déclaré cet accès prioritaire contraire au droit européen.

La Commission a fait injonction aux régulateurs nationaux de supprimer les droits d'accès prioritaires à l'interconnexion et de mettre en place, pour toutes les transactions, un mécanisme d'enchères pour l'acquisition de ces droits ; la Commission de Régulation de l'Énergie s'est conformée à cette injonction par une décision du 1er décembre 2005.

EDF et REE qui devaient alors s'entendre sur les conditions de prélèvement de l'énergie et sur l'acquisition de droits d'accès à l'interconnexion pour que REE puisse l'importer en Espagne, n'ont pu parvenir à un accord pour les premiers mois de l'année 2006.

REE a initié une procédure d'arbitrage international à l'encontre d'EDF et EDF Trading, notifiée par la Chambre de Commerce Internationale le 13 juin 2007, afin d'obtenir l'indemnisation du préjudice qu'elle allègue. EDF a fait état également du préjudice que lui a causé REE durant cette période. Le litige est circonscrit aux livraisons sur la période de janvier à mai 2006.

L'acte de mission du Tribunal Arbitral a été signé le 19 janvier 2008. Le Tribunal Arbitral a rendu une sentence partielle le 29 mai 2008 mettant, notamment, hors de cause EDF Trading pour la suite de la procédure.

### ARCELOR

EDF et Usinor (devenue Arcelor) ont conclu un contrat-cadre de vente d'énergie électrique le 30 novembre 1999. Ce contrat cadre indiquait que les sites d'Usinor, lorsqu'ils deviendraient éligibles, pourraient remplacer leurs « Contrats Existants » par de nouveaux « Contrats de Vente » conclus aux conditions du contrat-cadre. Cette clause d'intégration a été appliquée à plusieurs reprises lorsque les conditions contractuelles étaient remplies.

Suite à la restructuration du groupe, Arcelor a demandé en septembre 2006 d'intégrer les sociétés Mittal Steel Gandrange et Société Métallurgique de Révigny.

EDF a refusé l'extension automatique du contrat-cadre en indiquant à Arcelor que l'extension ne pourrait intervenir qu'à des conditions de prix à définir entre les parties. En dépit de plusieurs réunions, il n'a pas été possible de trouver un terrain d'entente et Arcelor, les sociétés Mittal Steel Gandrange et Société Métallurgique de Révigny ont assigné EDF le 29 janvier 2007 sur le fond et à bref délai, devant le Tribunal de Commerce de Paris.

Le Tribunal de Commerce de Paris a rendu sa décision le 4 juillet 2007. Ce dernier a :

- ordonné à EDF de signer un contrat de fourniture aux conditions du contrat cadre avec les sociétés Mittal Steel Gandrange et Société Métallurgique de Révigny, à partir de la date de prise d'effet de la résiliation des contrats avec leur fournisseur ;
- condamné EDF au paiement de dommages-intérêts au bénéfice des trois sociétés ;
- ordonné une expertise aux fins de calculer le préjudice subi par les trois sociétés ;
- fixé à 2 500 euros le montant de la provision à consigner à cet effet par Arcelor France ; et
- condamné EDF à payer à chacune des trois demanderesses la somme de 25 000 euros au titre de l'article 700 du Code de procédure civile et ordonné l'exécution provisoire du jugement.

EDF a décidé de faire appel de la décision du Tribunal de Commerce et a signifié ses conclusions dès le 7 août 2007.

Le 21 décembre 2007, suite à la prise de contrôle d'ArcelorMittal France sur la société ArcelorMittal Wire France (AMWF), qui contrôle elle-même la société ArcelorMittal Manois (AMM), ArcelorMittal France a sollicité l'intégration au contrat cadre de six nouveaux sites appartenant aux sociétés AMWF et AMM. La procédure de conciliation n'ayant pas abouti, ArcelorMittal France, AMWF et AMM ont, par exploit en date du 5 mars 2008, fait assigner EDF à bref délai devant le Tribunal de commerce de Paris afin de solliciter l'intégration au contrat cadre du 30 novembre 1999 desdits sites.

EDF a demandé et obtenu le sursis à statuer de ce second contentieux Arcelor, dans l'attente de la décision de la Cour d'Appel de Paris dans le premier contentieux Arcelor.

Le Tribunal de commerce doit statuer, sur ce second contentieux suite à l'arrêt de la Cour d'Appel rendu le 5 novembre 2008.

### SOCIÉTÉ SECAM

Par une décision du 10 décembre 1996, confirmée par la Cour d'appel de Paris, le Conseil de la concurrence avait condamné EDF pour abus de position dominante pour avoir fait obstacle à la signature de contrats d'achat d'électricité avec des producteurs indépendants entre 1993 et 1995. Suite à cette condamnation, le Syndicat National des Producteurs Indépendants et Thermiciens (le SNPIET), ainsi qu'une vingtaine de producteurs avaient introduit une action en paiement de dommages et intérêts devant le Tribunal de Commerce de Paris. Les parties avaient signé, le 20 juillet 2007, un protocole d'accord transactionnel qui avait définitivement clos ce contentieux.

Le 4 avril 2007, EDF a reçu de la SARL SECAM un recours administratif préalable à la saisine du juge administratif. La SARL SECAM, qui n'était pas partie aux instances devant le Conseil de la concurrence et les juridictions judiciaires, réclame 79 millions d'euros.

Par un courrier en date du 29 mai 2007, EDF a rejeté la demande préalable de cette société. En conséquence, la SARL SECAM a déposé le 30 juillet 2007 un recours en indemnisation devant le Tribunal Administratif de Paris, qui a renvoyé cette requête devant le Tribunal Administratif de Châlons-en-Champagne. EDF a déposé un mémoire en défense à l'automne 2007.

### FESSENHEIM

Des associations ont déposé un recours gracieux demandant aux Ministres chargés de la Sûreté Nucléaire (Ministres chargés de l'Économie et de l'Écologie) d'ordonner la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement de la centrale nucléaire de Fessenheim.

Les requérants fondent leur demande sur l'article 34 de la Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (TSN) qui permet d'ordonner, en dernier recours, par décret en Conseil d'État pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement d'une installation nucléaire de base qui présente des risques graves.

Les Ministres ont rejeté la demande gracieuse. Les requérants ont introduit un recours contentieux devant le Tribunal administratif de Strasbourg le 10 décembre 2008.

### ENQUÊTE DE LA COMMISSION EUROPÉENNE RELATIVE À UNE HAUSSE DES PRIX SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

En application d'une décision prise le 18 février 2009 sur le fondement de l'article 20 du règlement (CE) n° 1/2003, la Commission européenne a effectué en mars 2009 des inspections surprises dans différents locaux d'EDF, dans le cadre d'une enquête relative à l'évolution des prix sur le marché de gros de l'électricité en France.

Cette inspection fait suite aux conclusions de l'enquête de la Commission relative au secteur de l'énergie publiées en janvier 2007.

Elle constitue une étape préliminaire dans la recherche concernant la réalité de pratiques anticoncurrentielles soupçonnées et ne préjuge pas de l'issue de l'enquête proprement dite.

## 20.5.2 Procédures concernant les filiales d'EDF

### RTE-EDF TRANSPORT

#### TRANSFERT DES LIGNES HAUTE TENSION REMISES EN DOTATION À LA SNCF

La Loi 2004-803 du 9 août 2004 précise que les ouvrages haute tension remis en dotation à la SNCF le 1er janvier 1983 en vertu de la Loi du 30 décembre 1982 d'orientation des transports intérieurs doivent, en tant qu'ouvrages relevant du réseau public de transport d'électricité, être transférés à titre onéreux à RTE-EDF Transport dans un délai d'un an à compter de la création de cette société.

Une cession de ces ouvrages avait déjà été envisagée dès 2002 par la SNCF et RTE (alors service d'EDF) qui s'étaient alors rapprochés en vue de déterminer la valeur de ces ouvrages sur la base de critères objectifs. Cependant, cette démarche de valorisation s'est heurtée à une divergence d'appréciation qui subsiste à ce jour.

En conséquence, RTE-EDF Transport a sollicité en juillet 2007 auprès du Ministre de l'Économie, des Finances et de l'Emploi, d'une part, et du Ministre de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement durables, d'autre part, la mise en place de la Commission *ad hoc* prévue par l'article 10 de la Loi 2004-803 du 9 août 2004, laquelle sera appelée à trancher le différend entre les parties.

Les membres de la Commission ont été nommés par une décision du Ministre d'État Jean-Louis Borloo prise le 26 décembre 2008 et publiée le 18 janvier 2009.

#### CONVENTION DE LOYER ANNUEL CONCLUE AVEC LA SNCF

RTE-EDF Transport verse, en rémunération de son usage des ouvrages et installations du réseau électrique haute tension de transport remis en dotation à la SNCF par la Loi du 30 décembre 1982, un loyer annuel forfaitaire de 3,1 millions d'euros. Ce montant de loyer a été déterminé par RTE en cohérence avec les principes de rémunération de ses propres actifs, sur la base de leur valeur nette comptable, dans le cadre du tarif d'utilisation du réseau public de transport. Le versement de ce loyer de 3,1 millions d'euros fait suite à la dénonciation, par RTE, en 2001, de la convention conclue avec la SNCF le 22 décembre 1999.

Par une requête enregistrée le 22 février 2002, la SNCF a engagé contre RTE-EDF Transport une procédure contentieuse devant le Tribunal Administratif de Paris visant à contester le nouveau montant du loyer annuel versé à la SNCF par RTE-EDF Transport et à réclamer la différence avec le loyer initial.

Suite à la saisine par la SNCF du Tribunal Administratif de Paris, l'instruction qui avait été clôturée une première fois a été réouverte. RTE-EDF Transport a été condamné par décision de ce tribunal en date du 29 août 2008 à verser à la SNCF la différence avec le loyer initial, assortie des intérêts au taux légal. RTE-EDF Transport a interjeté appel de cette décision devant la Cour administrative d'appel de Paris et lui a demandé dans le même temps de surseoir à l'exécution du jugement, l'appel n'étant pas suspensif de l'exécution de la décision du tribunal administratif.

La SNCF a signifié le 4 novembre 2008 à RTE-EDF Transport par acte d'huissier un commandement de payer sous 8 jours la somme en question. Le Directoire de RTE-EDF Transport a décidé de la mise en paiement au profit de la SNCF de l'indemnité d'un montant de 167 877 170,75 euros à laquelle l'entreprise a été condamnée, sans renoncer ni à la demande de sursis à exécution de jugement ni à l'appel de la décision du tribunal administratif.

#### LITIGE EN MATIÈRE FISCALE

Au cours de l'année 2008, RTE-EDF Transport a fait l'objet d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2005, 2006 et 2007. En fin d'année, une proposition de rectification a été adressée à RTE-EDF Transport, avec pour conséquence un rappel de droits de 24 millions d'euros, pénalités de retard incluses. RTE-EDF Transport conteste l'ensemble des propositions de rectifications notifiées. Le contrôle se poursuivra en 2009 ; il portera sur les exercices 2006 et 2007.

### EDEV

Le contrôle fiscal d'EDEV conduit en 2005 sur les exercices 2002 et 2003 s'est traduit par une proposition de rappel d'impôt sur les sociétés de 14,5 millions d'euros. En raison d'un désaccord persistant avec l'Administration fiscale sur les rectifications proposées, une requête introductive d'instance devant le Tribunal Administratif de Paris a été déposée le 13 avril 2007.

### 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 conjoint d'Edison par EDF et A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) 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 S.A. (anciennement AEM S.p.A), 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 pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demande donc au Tribunal :
- de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) ;
- d'obliger EDF et A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) 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 % ;
- 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.

La prochaine audience de plaidoirie sur le fond du litige, ainsi que sur les moyens de preuve par lesquelles ACEA évalue son préjudice, devait avoir lieu le 19 mars 2009 ; l'affaire a été renvoyée à une audience prévue le 21 janvier 2010. EDF et ses filiales n'ayant pas accepté le contradictoire sur la demande d'ACEA d'évaluation de son préjudice, une éventuelle décision du juge italien favorable à cette évaluation ne devrait pas leur être opposable.

### ASSIGNATION PAR CARLO TASSARA RELATIVE AUX WARRANTS ITALENERGIA BIS

Italenergia Bis (« IEBIS ») est une société holding italienne qui, en 2002, détenait 63 % du capital de la société italienne Edison. Les actionnaires d'IEBIS étaient, à l'époque, Electricité de France (EDF), Carlo Tassara, Fiat et trois banques italiennes.

Afin d'acquérir le contrôle d'IEBIS, et ensuite d'Edison, EDF a conclu en septembre 2002 avec chacun des actionnaires d'IEBIS, un accord de *Put* et de *Call*, lui donnant le droit (et potentiellement l'obligation) d'acquérir, en 2005, la totalité de leurs participations respectives dans IEBIS. Les accords de *Put* et de *Call* conclus avec les actionnaires d'IEBIS, autres que C. Tassara, portaient sur les actions IEBIS, ainsi que sur des *warrants* IEBIS détenus par chacun d'entre eux. L'accord passé avec C. Tassara était limité, à la demande expresse de C. Tassara, à ses actions IEBIS (représentant 20 % du capital de la société).

Des discussions et plusieurs échanges de lettres ont eu lieu ultérieurement (en novembre et décembre 2002), entre EDF et C. Tassara, sur une éventuelle modification de l'accord de *Put* et de *Call*, pour y inclure les *warrants* IEBIS de C. Tassara, en contrepartie, pour EDF, d'un droit de préemption sur des actions Edison détenues par C. Tassara. Les parties n'étant jamais parvenues à s'entendre sur ces modifications, l'accord de *Put* et de *Call* du 16 septembre 2002 est donc resté limité aux actions IEBIS.

Le 20 avril 2005, C. Tassara a, comme les autres actionnaires d'IEBIS, exercé son *Put* sur ses actions IEBIS, et la réalisation de la cession des titres s'est déroulée le 26 juillet 2005.

Le 14 avril 2006, C. Tassara a assigné devant le Tribunal civil de Milan, EDF, IEBIS, les administrateurs d'IEBIS et Transalpina di Energia (« TdE ») afin qu'EDF exécute son prétendu engagement d'acheter ses *warrants* IEB pour un prix de 20,4 millions d'euros.

En sus de sa demande principale, des demandes subsidiaires de C. Tassara se réfèrent à la vente par IEBIS à TdE de sa participation de contrôle dans Edison, opération qu'il considère contraire à l'intérêt social d'IEBIS et en conséquence de laquelle il demande l'annulation de la vente et des dommages et intérêts d'un montant d'environ 122 millions d'euros.

Les conclusions ont été déposées par tous les défendeurs en décembre 2006. Parmi ses moyens de défense, EDF a contesté la compétence du Tribunal de Milan au motif que l'accord de *Put & Call* signé en septembre 2002 avec C. Tassara prévoit la compétence d'un tribunal arbitral siégeant à Genève. EDF a parallèlement déposé le 7 novembre 2006 une demande d'arbitrage devant la Chambre de Commerce et d'Industrie de Genève.

Le 31 octobre 2007, le Tribunal Arbitral de Genève a rendu sa sentence dans l'affaire, donnant raison à EDF. En effet, il s'est reconnu compétent pour juger de la question des *warrants* et a conclu à l'absence d'accord intervenu entre les parties concernant le rachat par EDF des *warrants* IEB détenus par C. Tassara.

Une demande de reconnaissance et d'exécution de la sentence arbitrale *(exequatur)* en Italie a été introduite par EDF, le 7 novembre 2007, devant la Cour d'appel de Brescia. Le même jour, lors d'une audience devant le Tribunal de Milan, EDF a fait état de la sentence arbitrale précitée et demandé au tribunal de suspendre la procédure, en l'attente de la décision de la Cour d'appel de Brescia sur la demande d'*exequatur*.

Le 19 novembre 2007, le président de la Cour d'appel de Brescia a rendu une ordonnance d'*exequatur* de cette sentence. La sentence est désormais opposable et exécutoire en Italie.

Le 27 décembre 2007, C. Tassara a déposé un recours devant le Tribunal Fédéral suisse contre la sentence rendue par le Tribunal Arbitral le 31 octobre. Par un arrêt en date du 6 mars 2008, le Tribunal Fédéral suisse a rejeté le recours en annulation déposé par C. Tassara.

Par ailleurs, C. Tassara a également déposé devant la Cour d'appel de Brescia un recours visant à obtenir l'annulation de l'ordonnance d'*exequatur*.

Enfin, le 13 février 2008 , le Tribunal de Milan a rendu son jugement : il s'est reconnu compétent sur la question des *warrants* mais a débouté C. Tassara de toutes ses demandes (tant la demande principale que les demandes subsidiaires).

Enfin, par une décision notifiée à EDF le 4 février 2009, la Cour d'Appel de Brescia a rejeté l'opposition de Carlo Tassara à l'ordonnance d'*exequatur* de la sentence arbitrale favorable à EDF, rendue par le président de cette Cour le 19 novembre 2007. La Cour a également condamné C. Tassara à rembourser à EDF des frais de procédure d'un montant de 106 193,25 euros.

## PROCÉDURES RELATIVES À LA VENTE D'AUSIMONT

### A - Clôture arbitrage

La procédure d'arbitrage initiée le 19 mai 2005 par Solvay SA et Solvay Solexis Spa, à l'encontre d'Edison, à la suite de plusieurs litiges entre les parties concernant les déclarations et garanties prévues dans le contrat portant sur la vente par Edison de sa participation dans Agorà Spa (société mère de Ausimont Spa), a été clôturée le 11 décembre 2008 suite à un accord transactionnel conclu entre Solvay SA, Solvay Solexis Spa et Edison.

### B - Dommage environnemental

Le Procureur de la République de Pescara à ouvert une enquête préliminaire relative à 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.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvé une importante quantité de déchets industriels, a été séquestrée. Dès lors, le Président du Conseil des Ministres, par une ordonnance en date du 4 octobre 2007, a nommé un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain.

Le Procureur de la République de Pescara a clôturé les enquêtes préliminaires et 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.

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 un recours devant le Tribunal Administratif Régional.

## PROCÉDURE INITIÉE PAR LES ACTIONNAIRES D'ÉPARGNE ET UBS EN RAISON DU PRÉJUDICE CAUSÉ PAR LA FUSION-ABSORPTION D'EDISON PAR ITALENERGIA

Le 9 août 2002, le représentant des actionnaires d'épargne a attaqué la délibération de l'Assemblée extraordinaire d'Edison du 27 juin 2002 qui a décidé la fusion par absorption d'Edison dans Italenergia. Il demandait la suspension de l'exécution de la décision, l'annulation de la décision et la reconnaissance de la responsabilité d'Edison pour tous les dommages causés aux actionnaires d'épargne provenant de la fusion.

Le 9 octobre 2002, le Tribunal de Milan a refusé la demande de suspension de la fusion.

Le 29 avril 2003, UBS s'est constituée volontairement et a demandé la condamnation d'Edison à l'indemnisation des dommages subis pour la perte de valeur des actions Edison ainsi que pour la fixation d'un rapport d'échange pénalisant pour les actionnaires d'Edison et donc d'UBS.

L'expert désigné par le Tribunal a rendu son rapport dans lequel il relève que bien que les critères utilisés fussent corrects, la procédure d'évaluation était entachée de quelques manquements (absence d'utilisation de méthode de contrôle) et d'erreur d'application des critères pouvant entraîner des dommages pour les actionnaires d'épargne.

Le Tribunal de Milan, par une décision en date du 16 juillet 2008, a condamné Edison au paiement de 22,5 millions d'euros plus les intérêts et les dépens.

Edison évalue les actions les plus opportunes suite à ce jugement.

## ACTIONS INITIÉES 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 (aujourd'hui Edison) ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés. Edison a décidé de constituer une provision dans ses comptes, venant s'ajouter à celles créées spécialement pour certains litiges en cours, pour un montant estimé sur la base d'une moyenne entre la valeur des demandes de dommages et intérêts reçues et payées par Edison dans des affaires similaires au cours des dernières années et celles reçues par Edison à cette date en raison de procédures judiciaires et extrajudiciaires.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants-droits, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations Montedison (transférées depuis à Enimont).

## 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, Brindisi, Mantua, Priolo (Syracuse) et Cesano Maderno) du groupe avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions initiées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

## BE ZRT

En novembre 2005, la Commission européenne a décidé d'ouvrir une enquête formelle d'investigation portant sur les contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA), en vertu de l'article 88 alinéa 2 du traité CE. Le 3 mars 2006, BE ZRt a engagé un recours contre cette décision. La procédure écrite a été clôturée le 9 juin 2008. Une audience devrait se tenir début 2009, à une date non encore fixée par le Tribunal de Première Instance de Luxembourg (TPI).

Sans attendre la décision du TPI dans le cadre du recours précité, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008 par laquelle elle a exigé du gouvernement hongrois la résiliation des 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 décidé de contester la décision de la Commission européenne en intervenant au soutien des recours engagés, à l'encontre de cette décision, devant le TPI, par d'autres producteurs hongrois.

Toutefois, la procédure contre la décision d'ouverture de l'enquête formelle d'investigation initiée le 3 mars 2006 par BE ZRt devant le TPI se poursuit.

Le gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne. Le législateur hongrois s'est exécuté en adoptant, le 10 novembre 2008, une Loi (entrée en vigueur le 16 novembre 2008) résiliant au 31 décembre 2008, les PPA qui n'auraient pas été résiliés à cette date d'un commun accord des parties.

1 Décret définissant les modalités, dont le tarif, pour les énergies renouvelables et la cogénération adopté par le gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « cogen ».

Les PPA de BE ZRt ont ainsi été résiliés au 31 décembre 2008. De manière à permettre la poursuite de son exploitation, BE ZRt a négocié un contrat commercial avec MVM (acheteur unique hongrois détenu par l'État) d'une durée de 8 ans 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.

Par ailleurs, EDF International a adressé, le 26 septembre 2008, à l'État hongrois, une lettre lui notifiant l'entrée dans une phase de négociation pré-arbitrale au titre du Traité sur la Charte de l'Énergie et du traité franco-hongrois sur la protection des investissements. Cette action pourrait aboutir à l'engagement, début 2009, d'un arbitrage international à l'encontre de l'État hongrois, par EDF International, ce dernier ayant investi dans BE ZRt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause.

### EnBW

Le groupe EnBW détient des usines à Karlsruhe et Ansbach qui sont respectivement détenues par EnBW Grundstücksverwaltung Rheinhafen Gmbh et par Thermische Abfallentsorgung Ansbach GmbH (TAE).

L'usine de Karlsruhe a été fermée et celle de Ansbach n'a jamais été achevée.

De fait, en 2004, TAE a déclaré la résiliation du contrat de prestations de services et de construction de l'usine d'Ansbach conclu avec Thermoselect SA. En conséquence, Thermoselect SA a intenté une action en justice envers TAE pour obtenir des dommages et intérêts d'un montant d'environ 9 millions d'euros. En décembre 2006, Thermoselect a modifié son action et a poursuivi TAE pour un montant de 48 millions d'euros. La Cour Régionale de Ansbach a débouté Thermoselect et lui a ordonné de payer des dommages et intérêts d'un montant de 29 millions d'euros à TAE. Thermoselect SA a fait appel de cette décision en mai 2007.

Par ailleurs, en 2004, EnBW a également résilié le contrat de prestations et de construction de l'usine de Karlsruhe avec Thermoselect SA. Thermoselect SA a, en conséquence, intenté une action contre EnBW devant la Cour Régionale de Karlsruhe.

En 2006, Thermoselect SA a modifié son action et poursuivi EnBW pour dommages et intérêts pour un montant d'environ 580 millions d'euros. En juin 2006, la Cour Régionale de Karlsruhe a débouté Thermoselect. Par suite du rejet de ses demandes également par la Cour d'Appel, Thermoselect a intenté une action devant la Cour Suprême Fédérale en décembre 2007.

## 20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2008 et la date de dépôt du présent Document de Référence sont mentionnés à la note 42 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008 pour les événements intervenus avant le 11 février 2009, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration, et pour les événements postérieurs au 11 février 2009, à la section 9.13 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent Document de Référence.

# 21 Informations complémentaires


**21.1** Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société 355

**21.2** Actes constitutifs et statuts 358


# 21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société

## 21.1.1 Montant du capital social émis à la date de dépôt du présent Document de Référence

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 : | 1 822 171 090 |
| Valeur nominale : | 0,50 euro par action |
| Nature des actions émises : | actions ordinaires |
| Montant du capital social : | 911 085 545 |

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré.

À la date de dépôt du présent Document de Référence, la Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

## 21.1.2 Autodétention et autocontrôle

### PROGRAMME DE RACHAT D'ACTIONS EN VIGUEUR AU JOUR DU DÉPÔT DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE (PROGRAMME AUTORISÉ PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE DU 20 MAI 2008)

L'Assemblée générale du 20 mai 2008, 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 sixième 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 donnée par la septième résolution de l'Assemblée générale du 24 mai 2007, d'acheter des actions de la Société.

Les objectifs du programme de rachat sont :

- de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières représentatives de titres de créance donnant accès par tous moyens immédiatement ou à terme à des actions de la Société, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières, 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 d'administration appréciera ;
- de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ;
- 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 ;
- d'allouer des actions aux membres du personnel du groupe EDF et notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des membres du personnel 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. 3332-1 et suivants du Code du travail, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, 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 d'administration appréciera ;
- de réduire le capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés ;

Les achats d'actions de la Société pourront 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 générale du 20 mai 2008 ; et
- le nombre d'actions que la Société détiendra 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 d'administration appréciera.

La part du programme de rachat pouvant être effectuée par négociations de blocs n'est pas limitée. Le montant maximal des fonds destinés à la réalisation de ce programme d'achat d'actions sera de 2 milliards d'euros.

Dans le cadre de ce programme, le prix d'achat ne devra pas excéder 100 euros par action.

Le Conseil d'administration pourra toutefois ajuster le prix d'achat sus-

mentionné 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.

L'autorisation est conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale ordinaire du 20 mai 2008. Elle pourra être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

Le nombre d'actions acquises par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne peut excéder 5 % de son capital.

Le Conseil d'administration aura tous pouvoirs en vue de mettre en œuvre cette autorisation, avec faculté de délégation, à l'effet de :
- passer tous ordres en bourse ou hors marché ;
- affecter ou réaffecter les actions acquises aux différents objectifs poursuivis dans les conditions légales et réglementaires applicables ;
- conclure tous accords en vue notamment de la tenue des registres d'achats et de ventes d'actions ;
- effectuer toutes déclarations et formalités auprès de l'Autorité des marchés financiers et de tout autre organisme ; et
- remplir toutes autres formalités, et d'une manière générale, faire tout ce qui est nécessaire.

Le Conseil d'administration devra informer chaque année l'Assemblée générale des opérations réalisées en application de cette autorisation pour opérer sur les actions de la société EDF.

#### SYNTHÈSE DES OPÉRATIONS RÉALISÉES PAR LA SOCIÉTÉ SUR SES PROPRES TITRES DANS LE CADRE DU PROGRAMME AUTORISÉ PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE DU 20 MAI 2008

Un contrat de liquidité a été conclu le 24 mai 2006 avec la société Crédit Agricole Chevreux pour une durée d'un an, renouvelable par tacite reconduction. La somme initiale de 35 000 000 euros a été affectée au compte de liquidité pour la mise en œuvre du contrat de liquidité à compter de sa signature dans le cadre du programme de rachat des titres de la Société. Entre le 1er janvier 2008 et le 31 décembre 2008, la Société a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 4 773 403 de ses propres actions pour une valeur moyenne unitaire de 54,80 euros, et cédé 4 432 163 actions pour une valeur moyenne unitaire de 56,11 euros. Au 31 décembre 2008, la Société détenait, dans le cadre du contrat de liquidité, 457 000 de ses propres actions, représentant 0,03 % de son capital social. Au titre de l'exercice 2008, la commission forfaitaire versée par EDF dans le cadre du contrat de liquidité s'élève à 180 000 euros. Entre le 1er janvier 2009 et le 28 février 2009, la Société a acquis 691 927 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 37,09 euros, et cédé 418 927 actions pour une valeur unitaire de 37,11 euros.

La Société détenait également, au 31 décembre 2008, 2 805 000 actions acquises sur le marché, en vue d'une attribution aux salariés dans le cadre du plan « ACT2007 ».

Par ailleurs, la Société détient, à la date de dépôt du présent Document de Référence, 874,3 parts du compartiment « Energie Multi » du Fonds commun de placement d'entreprise « EDF Actions » correspondant à 8 743 actions de la Société (soit approximativement 0,00048 % de son capital à la date du présent Document de Référence) en raison des ordres d'achat d'actions de la Société annulés dans le cadre de l'offre réservée aux membres du personnel du groupe EDF (telle que décrite dans le prospectus y afférent visé par l'AMF en date du 27 octobre 2005 sous le numéro 05-743). À l'issue de la période de blocage de cinq années, ces 874,3 parts seront vendues et le produit de cette vente sera reversé à l'État.

#### RÉSOLUTION RELATIVE À L'AUTORISATION DONNÉE AU CONSEIL D'ADMINISTRATION POUR OPÉRER SUR LES ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ, SOUMISE À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE DU 20 MAI 2009

Le Conseil d'administration du 11 février 2009 a soumis au vote de l'Assemblée générale ordinaire du 20 mai 2009, un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme de rachat autorisé par l'Assemblée générale du 20 mai 2008, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme et les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées. À la différence du programme actuellement en vigueur, le nouveau programme de rachat d'actions prévoit que le prix d'achat n'excédera pas 90 euros par action au lieu de 100 euros par action dans le programme actuel.

## 21.1.3 Titres non représentatifs du capital

En application de l'article L. 228-40 du Code de commerce, le Conseil d'administration a seul qualité pour décider ou autoriser l'émission d'obligations, sauf si l'Assemblée générale décide d'exercer ce pouvoir.

En vertu de l'article 46 alinéa 2 de la Loi du 9 août 2004, le premier alinéa de l'article L. 228-39 du Code de commerce qui dispose que « *l'émission d'obligations par une société par actions n'ayant pas établi deux bilans régulièrement approuvés par les actionnaires doit être précédée d'une vérification de l'actif et du passif dans les conditions prévues aux articles L. 225-8 et L. 225 10 du Code de commerce* » n'est pas applicable à EDF depuis 2004.

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 « EMTN »). Ce programme a été renouvelé chaque année depuis cette date.

Une mise à jour du programme d'émission de titres de créances d'un montant maximum de 16 000 000 000 d'euros a été réalisée le 16 mai 2008 par EDF.

Au 31 décembre 2008, l'encours de la dette obligataire d'EDF (emprunts émis sous format EMTN et autres titres de créances) s'élevait à 15 201 000 000 d'euros.

## 21.1.4 Autres titres donnant accès au capital

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.

## 21.1.5 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent Document de Référence, accordées par l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007 au Conseil d'administration :

| Délégations données au Conseil d'administration par l'Assemblée générale extraordinaire | Montant nominal maximal de l'augmentation de capital (en millions d'euros) | Durée de la délégation[1] |
|---|---|---|
| 1. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires | 45 | 26 mois |
| 2. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires | 45[2] | 26 mois |
| 3. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital dans le cadre des émissions visées aux points 1. et 2. | 15 % du montant de l'émission initiale[2] | 26 mois |
| 4. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise | 1 000 | 26 mois |
| 5. Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une OPE initiée par la Société | 45[2] | 26 mois |
| 6. Délégation de pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature (art. L. 225-147 du Code de commerce) | 10 % du capital social de la Société[2] [3] | 26 mois |
| 7. Délégation de pouvoirs au Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents à un plan d'épargne | 10 | 26 mois |

*(1) À compter de la date de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007.*
*(2) Dans la limite du plafond nominal global prévue au point 1, soit 45 millions d'euros.*
*(3) À la date de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2007.*

## 21.1.6 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 25.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008. À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements décrits au Chapitre 6 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.

## 21.1.7 Pacte d'actionnaires

À la date de dépôt du présent Document de Référence et à la connaissance de la Société, aucun pacte d'actionnaires portant sur les titres de la Société n'a été conclu.

## 21.1.8 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.

## 21.1.9 Évolution du capital social

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 0,5 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 la valeur nominale des actions de 4,5 euros, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,5 euro. Le capital social a ainsi été porté 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 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.

# 21.2 Actes constitutifs et statuts

## 21.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- 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 par la Loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, la Loi précitée du 8 avril 1946, la Loi précitée du 10 février 2000 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 clients non éligibles, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues de fournitures, et de fourniture d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à réaliser les 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, 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.

## 21.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois ; il commence le 1er janvier et se termine le 31 décembre de chaque année.

## 21.2.3 Organes de gestion

La société est administrée par un Conseil d'administration de dix-huit membres composé conformément aux dispositions de la Loi précitée du 26 juillet 1983 modifiée relative à la démocratisation du secteur public, notamment son article 6, et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935 organisant le contrôle financier de l'État sur les entreprises ayant fait appel au concours financier de l'État.

Dans ce cadre, le Conseil d'administration comprend notamment six représentants de l'État nommés par décret et six représentants des salariés élus conformément aux dispositions du titre II de la Loi du 26 juillet 1983.

Il peut comprendre au plus deux parlementaires ou détenteurs d'un mandat électoral local, choisis en raison de leur connaissance des aspects régionaux, départementaux et locaux des questions énergétiques.

Le Conseil nomme un secrétaire, qu'il peut choisir en dehors de ses membres.

Le Président-Directeur Général est tenu de communiquer à chaque administrateur tous les documents et informations nécessaires à l'accomplissement de sa mission.

La durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans. En cas de vacance pour quelque cause que ce soit du siège d'un membre du Conseil d'administration, son remplaçant n'exerce ses fonctions que pour la durée restant à courir jusqu'au renouvellement de la totalité du Conseil d'administration.

L'Assemblée générale fixe le montant des jetons de présence alloués, le cas échéant, aux administrateurs. Le mandat des administrateurs qui ne sont pas nommés par l'Assemblée générale est gratuit.

Les frais exposés par les administrateurs pour l'exercice de leur mandat sont remboursés par la société sur justificatifs.

Les représentants des salariés bénéficient d'un crédit d'heures égal à la moitié de la durée légale du travail.

Chaque administrateur nommé par l'Assemblée générale est révocable par elle et doit être propriétaire d'au moins une action de la société détenue sous la forme nominative.

À l'initiative du Président-Directeur Général, le Conseil d'administration peut, s'il l'estime nécessaire et en fonction de l'ordre du jour, inviter des membres de l'entreprise ou des personnalités extérieures à l'entreprise à assister aux réunions du Conseil d'administration sans voix délibérative.

Le secrétaire du comité d'entreprise ou de l'organisme en tenant lieu assiste au Conseil d'administration sans voix délibérative.

Les personnes appelées à assister aux délibérations du Conseil d'administration sont tenues aux mêmes obligations de discrétion que les administrateurs.

Conformément à la Loi de 1983 précitée, le président du Conseil d'administration de la société est nommé par décret, parmi les administrateurs, sur proposition du Conseil d'administration. La durée de ses fonctions ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur. Son mandat peut être renouvelé dans les mêmes formes que celles de sa nomination. Il peut être révoqué par décret. Depuis l'Assemblée générale en date du 14 février 2006 qui a modifié les statuts d'EDF, le président du Conseil d'administration ne doit pas être âgé de plus de 68 ans ; s'il vient à dépasser cet âge, il est réputé démissionnaire d'office.

La direction de la Société est assumée, sous sa responsabilité, par le président du Conseil d'administration, qui porte le titre de Président-Directeur Général. Les dispositions législatives et réglementaires qui sont relatives au Directeur Général s'appliquent à lui.

En application de l'article L. 228-40 du Code de commerce, le Conseil d'administration peut déléguer au Président-Directeur Général ou, en accord avec ce dernier, à un ou plusieurs Directeurs Généraux délégués, les pouvoirs nécessaires pour réaliser, dans un délai d'un an, l'émission d'obligations et en arrêter les modalités. La même délibération fixe les conditions dans lesquelles il est rendu compte de l'exercice de ces pouvoirs au Conseil d'administration.

## 21.2.4 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'action.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Les héritiers, créanciers, ayants droit ou autres représentants d'un actionnaire ne peuvent requérir l'apposition des scellés sur les biens et valeurs de la Société, ni en demander le partage ou la licitation, ni s'immiscer dans les actes de son administration ; ils doivent, pour l'exercice de leurs droits, s'en rapporter aux inventaires sociaux et aux décisions de l'Assemblée générale.

Chaque fois qu'il sera 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.

## 21.2.5 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. Ces dispositions sont également applicables aux autres titres de toute nature émis par la Société.

Outre l'obligation légale d'informer la Société de la détention de certaines fractions du capital ou des droits de vote, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui viendrait à détenir, directement ou indirectement, un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société est tenue, dans les cinq jours de bourse à compter de l'inscription des titres qui lui permettent d'atteindre ou de franchir ce seuil, de déclarer à la Société, par lettre recommandée avec accusé de réception, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur des titres est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des titres, d'effectuer les déclarations ci-dessus.

Cette déclaration doit être renouvelée dans les conditions ci-dessus, chaque fois qu'un nouveau seuil de 0,5 % est atteint ou franchi, à la hausse comme à la baisse, quelle qu'en soit la raison, et ce y compris au-delà du seuil de 5 % prévu à l'article L. 233-7 du Code de commerce.

En cas d'inobservation des dispositions ci-dessus, le ou les actionnaires concernés sont, dans les conditions et limites fixées par la Loi, privés du droit de vote afférent aux titres dépassant les seuils soumis à déclaration.

## 21.2.6 Assemblées Générales

### 21.2.6.1 CONVOCATIONS, CONDITIONS D'ADMISSION, EXERCICE DU DROIT DE VOTE

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. Elles 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.

Les Assemblées Générales se composent de tous les actionnaires dont les titres sont libérés des versements exigibles et ont été inscrits en compte à leur nom cinq jours au plus tard avant la date de la réunion, dans les conditions ci-après :

- les propriétaires d'actions au porteur ou inscrites au nominatif sur un compte non tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux Assemblées Générales, déposer un certificat établi par l'intermédiaire teneur de leur compte constatant l'indisponibilité des titres jusqu'à la date de la réunion de l'Assemblée générale, aux lieux indiqués dans ladite convocation, cinq jours au moins avant la date de la réunion ;
- les propriétaires d'actions nominatives inscrites sur un compte tenu par la Société doivent, pour avoir le droit d'assister, de voter par correspondance ou de se faire représenter aux Assemblées Générales, avoir leurs actions inscrites à leur compte tenu par la société cinq jours au moins avant la date de la réunion de l'Assemblée générale.

Toutefois, le Conseil d'administration peut abréger ou supprimer ces délais de cinq jours.

L'accès à l'Assemblée générale est ouvert à ses membres sur simple justification de leurs qualité et identité. Le Conseil d'administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à son conjoint ou à un autre actionnaire en vue d'être représenté à une Assemblée générale. 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.

Il peut également voter par correspondance après avoir fait attester de sa qualité d'actionnaire, cinq jours au moins avant la réunion de l'Assemblée, par le dépositaire du ou des certificats d'inscription ou d'immobilisation de ses titres. À compter de cette attestation, l'actionnaire ne peut choisir un autre mode de participation à l'Assemblée générale. Le formulaire de vote doit être reçu par la Société au plus tard trois jours avant la date de la réunion de l'assemblée.

Les pouvoirs et les formulaires de vote par correspondance, de même que les attestations d'immobilisation des actions, peuvent être établis sur support électronique dûment signé dans les conditions prévues par les dispositions législatives et réglementaires applicables en France.

#### 21.2.6.2 DROITS DE VOTE DOUBLE

Néant.

#### 21.2.6.3 LIMITATION DES DROITS DE VOTE

Néant.

### 21.2.7 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société

En vertu des statuts d'EDF, les modifications de son capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %. À l'exception de cette restriction, aucun autre dispositif statutaire ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la société par un tiers.

### 21.2.8 Obligations en matière de modifications du capital

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la Loi.

# 22 Contrats importants

À l'exception des contrats décrits dans le Chapitre 6 du présent Document de Référence, et notamment de ceux présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux dernières années précédant la date du présent Document de Référence, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal de ses affaires :

- contrat de service public décrit à la section 6.4.3.4 (« Service public en France ») ;
- contrats conclus avec A2A S.A. (anciennement AEM S.p.A) relatifs à la prise de participation conjointe dans Edison figurant à la section 6.3.1.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A ») ;
- contrat de partenariat industriel signé avec Exeltium décrit à la section 6.2.1.2.3 (« La fourniture d'énergies et services associés ») ;
- accord de coopération conclu avec Enel dans le domaine du nucléaire décrit à la section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire »), et *Memorandum of Understanding* concernant les moyens de production thermique à flamme décrit à la section 6.2.1.1.5 (« Production thermique à flamme (« THF ») ») ;
- accord de partenariat conclu avec Constellation Energy décrit à la section 6.3.2.2 (« États-Unis d'Amérique ») ;
- accord conclu avec Constellation Energy concernant l'acquisition de 49,9 % des activités nucléaires de Constellation Energy (voir section 6.3.2.2 (« États-Unis d'Amérique »)) ;
- contrat de financement relatif à l'acquisition de British Energy (voir section 9.2.2.1.1 (« Développement du nucléaire dans le monde ») et la note 4.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008) ;
- accord de joint-venture conclu avec China Nuclear Power Energy Corporation décrit à la section 6.3.3.1 (« Activités du groupe EDF en Chine »).

Des informations relatives aux contrats conclus par le groupe au cours de l'exercice 2008 figurent aux notes 11 et 40 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

# 23 Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts

Néant.

# 24 Documents accessibles au public


**24.1** Consultation des documents juridiques 363

**24.2** Responsables de l'information 363


## 24.1 Consultation des documents juridiques

L'ensemble des documents juridiques relatifs à la Société (les statuts, rapports, courriers et autres documents, informations financières historiques d'EDF et de ses filiales pour chacun des deux exercices précédant la date de dépôt du présent Document de Référence) devant être mis à la disposition du public peuvent être consultés au siège social d'EDF, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08, pendant la durée de validité du Document de Référence.

L'Annexe D du présent Document de Référence reprend l'ensemble des informations rendues publiques par le groupe EDF au cours des douze derniers mois, en application de l'article 222-7 du Règlement général de l'AMF.

## 24.2 Responsables de l'information

Daniel Camus
Directeur Général Délégué Finances

David Newhouse
Directeur des Relations Investisseurs
Tél. : 01 40 42 32 45
Email : comfi-edf@edf.fr

# 25 Informations sur les participations

Concernant les entreprises dans lesquelles EDF détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence significative sur l'appréciation de son patrimoine, de sa situation financière ou de ses résultats, voir Chapitre 7 (« Organigramme ») et Chapitre 6 (« Aperçu des activités ») ainsi que la note 43 figurant à l'annexe des comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

# Glossaire

**AIEA**

Agence Internationale de l'Énergie Atomique, basée à Vienne (Autriche).

**Aléa générique**

Dans le domaine nucléaire, incident technique non prévisible commun à un ensemble de centrales nucléaires.

**Amont**

Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs Amont.

**ANDRA (Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs)**

La Loi du 30 décembre 1991 a créé un établissement public à caractère industriel et commercial, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), en charge de la gestion à long terme des déchets radioactifs. À ce titre, l'Agence, placée sous la tutelle des Ministres de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, a notamment mis en service les centres de stockage de l'Aube pour la gestion à long terme des déchets à vie courte.

**Architecte ensemblier**

Pour EDF, la notion d'architecte ensemblier recouvre la maîtrise :
- de la conception et du fonctionnement des centrales ;
- de l'organisation des projets de développements ;
- du planning de réalisation et du coût de construction ;
- des relations avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Le rôle d'architecte-ensemblier assure à EDF la maîtrise de sa politique industrielle de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales.

**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 en charge 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.

**Aval**

Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs aval.

**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).

**Centre de stockage**

Les déchets radioactifs à vie courte de faible et moyenne activité (FMA) issus des centrales nucléaires, de l'usine de La Hague, ou encore de l'usine CENTRACO, sont expédiés vers le Centre de stockage de l'ANDRA situé à Soulaines dans l'Aube et, opérationnel depuis 1992. Ce centre est d'une capacité de 1 000 000 $m^3$ et possède une capacité d'accueil d'environ 60 ans. Les déchets radioactifs à vie courte de très faible activité (TFA) sont expédiés vers le Centre de stockage de l'ANDRA situé à Morvilliers (dans l'Aube également). Ce centre a été mis en service en octobre 2003, et possède une durée de fonctionnement de 30 années environ.

**Chaîne de valeur électrique**

La chaîne de valeur électrique comprend les activités non-régulées — production et commercialisation — et les activités régulées — transport et distribution.

**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.

**Combustible**

Voir Assemblage/combustible.

**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 et/ou des réseaux nationaux de transport en cause.

**CRE (Commission de Régulation de l'Énergie)**

La Commission de Régulation de l'Énergie a été 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 6.5.1.2 (« Législation française »).

**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 de l'ordre de 11 g 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 %).

**Directions Régionales de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE)**

Les DRIRE sont chargées de la coordination, au niveau régional, de l'inspection des installations classées pour la protection de l'environnement. L'activité des DRIRE s'exerce pour le compte du Ministère en charge de l'Environnement, sous l'autorité des préfets de département.

**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, avec la capacité de production théorique maximale = puissance installée x 8760 h. 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. Pour le parc nucléaire d'EDF en France, la capacité de production théorique maximale est de 553 TWh (63,1 GW x 8 760 h).

**DNN**

Distributeur Non Nationalisé.

**EaR (*Earning at Risk*)**

Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale du résultat d'une entreprise par rapport à son résultat budgété en cas d'évolutions défavorables de marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.

**EBITDA**

« *Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* », correspond à l'excédent brut d'exploitation.

**Effacement**

Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération.

**Effets de change**

Les effets de change enregistrés en compte de résultat au cours d'un exercice, reflètent les variations de taux moyen de change entre l'euro et l'une ou l'autre des devises d'opérations des filiales du périmètre de consolidation du Groupe.

**Effets de périmètre**

Les effets de périmètre, intervenus au cours d'un exercice donné, prennent en compte les acquisitions, cessions et évolutions du périmètre de consolidation du Groupe.

**ELD**

Entreprise Locale de Distribution.

**Enchères de capacité**

Début 2001, afin de faciliter l'ouverture du marché français, EDF s'est engagé à vendre aux enchères une partie de sa production, afin de permettre à des énergéticiens européens de la concurrencer en France comme elle le faisait à l'étranger. Cet accord, passé avec la Commission européenne, prévoyait qu'EDF vende des « capacités » électriques à hauteur de 6 000 MW soit 8 % de la production française d'électricité.

**Énergies renouvelables**

Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles sont essentiellement tirées des éléments terre, eau, air, feu, et du soleil. 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. De la dernière génération actuellement en construction (dite génération 3), 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.

**FNCCR**

Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies.

**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**

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 et la directive 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée visent les six 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 ($SF_6$). Pour la période 2005-2007, le dioxyde de carbone faisait l'objet en Europe de mesures de réduction d'émissions en application des plans nationaux d'allocation de quotas de gaz à effet de serre. Pour la période 2008-2012, le champ des gaz concernés tend à s'élargir. À terme, seront concernés les gaz listés à l'annexe II de la directive précitée mais aussi « tout autre composant gazeux de l'atmosphère, tant naturel qu'anthropique, qui absorbe et renvoie un rayonnement infrarouge » (directive modifiée, adoptée mais non publiée à ce jour).

**Gaz naturel liquéfié (GNL)**

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à -162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.

**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.

**Marge brute énergies**

La marge brute énergies est construite à partir des données comptables du compte de résultat et représente la marge sur coûts d'énergies, de combustibles et d'acheminement dégagée par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et gaz).

**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.

**Midstream**

Ensemble des actifs physiques permettant de disposer, d'acheminer et de moduler l'énergie gaz. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (gazoducs, stockage, terminaux GNL, etc.) ou contractuels (droits afférents dans les capacité pré-citées, contrats d'achats, etc.). Le segment midstream inclut les activités de négoce et de trading.

**MOX**

« *Mixed Oxydes* ». Combustible nucléaire à base d'un mélange d'oxydes d'uranium (naturel ou appauvri) et de plutonium.

**MW/MWh**

Le MWh est l'unité d'énergie produite par une installation égale à la puissance de l'installation, exprimée en 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

**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 1 500 MW (4 tranches).

**PCB**

Polychlorobiphényles

**PCT**

Polychloroterphényles

**Plan National d'Allocation des Quotas (PNAQ)**

Ce plan définit la quantité totale de quotas que l'État compte octroyer pour le système d'échange de quotas pour chaque période pluriannuelle (PNAQ 1 2005-2007 PNAQ 2 2008-2012) et la méthode d'affectation employée pour allouer les quotas aux installations industrielles concernées.

**Plutonium (Pu)**

Élément de numéro atomique 94 (nombre de neutrons) 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.

**Portefeuille d'actifs amont**

Ensemble des actifs garantissant la disponibilité d'énergie électrique. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (centrales de production, etc.) ou leur équivalent contractuel : contrats de long terme, participations, contrats donnant droit à une quote-part d'énergie produite.

**Portefeuille d'actifs aval**

Ensemble des engagements contractuels de cession d'énergie avec des opérateurs ou des clients finals.

***Profit at Risk (PaR)* (Edison)**

Pour ce qui concerne Edison, le *Profit at Risk (PaR)* représente, pour un intervalle de confiance donné, la dégradation maximale attendue de la valeur d'un portefeuille (MtM) sur un horizon de temps annuel.

**Radioprotection (Dosimétrie — Dose)**

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 homme-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-EDF Transport 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.

**RPD**

Réseaux publics de distribution.

**RPT**

Réseaux publics de transport.

**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.

**Télé-relève**

Comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée du réseau.

**Thermie (th)**

1 th équivaut à 1,163 kilowattheure ou $4,186.10^6$ 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.

**Tritium ($H^3$)**

Isotope de l'hydrogène, émettant des rayonnements bêta, présent dans les effluents des réacteurs à eau pressurisée.

**Ultracentrifugation**

Ce procédé consiste à faire tourner à très haute vitesse et dans le vide un bol cylindrique contenant de l'hexafluorure d'uranium ($UF_6$). Sous l'effet de la force centrifuge, les molécules les plus lourdes ($^{238}U$) se concentrent à la périphérie tandis que les plus légères ($^{235}U$) migrent vers le centre, créant un effet de séparation isotopique.

**$UO_2$**

Uranium naturel fluoré puis enrichi. Oxyde d'uranium, forme particulièrement stable chimiquement sous laquelle l'uranium est utilisé en tant que matière fissile dans les assemblages des réacteurs nucléaires à eau sous pression.

**Uranium (U)**

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.

**URE (Uranium ré-enrichi)**

Pour être utilisé en réacteur, l'URT (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.

**URT (Uranium de retraitement)**

L'URT, 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.

**VaR (*Value at Risk*)**

Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale en valeur économique (valeur de marché ou *market to market*) subie par un portefeuille de flux financiers en cas d'évolutions défavorables du marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donnée.

**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 et les DOM).

# Annexe A
# GROUPE EDF

## Rapport 2008 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

# Introduction

En application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le présent rapport rend compte des conditions de gouvernance (préparation et organisation des travaux du Conseil d'administration, missions et fonctionnement des comités du Conseil d'administration, information et formation des administrateurs, code de gouvernement d'entreprise, assemblées générales – § 1) d'Électricité de France (« EDF » ou la « Société »), ainsi que des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein du Groupe EDF (§ 2). Au sens du présent rapport, « le groupe EDF » est composé de :

- la société EDF ;
- ses filiales appartenant au secteur régulé : RTE et ERDF, respectivement en charge de la gestion des réseaux de transport et de distribution d'énergie, pour lesquelles le cadre légal et réglementaire (loi du 9 août 2004, modifiée par la loi du 7 décembre 2006 notamment) prévoit une indépendance de gestion spécifique qui limite le contrôle de leurs activités : « les filiales régulées » ;
- ses autres filiales, directes ou indirectes, contrôlées majoritairement, en France ou à l'étranger : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées au plan financier, sans contrôle opérationnel exclusif (EnBW, Edison, Dalkia International…) : « les filiales co-contrôlées » ;
- ses filiales minoritaires ou participations, directes ou indirectes : « les Participations ».

**Nota 1 :** le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans la note 43 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

**Nota 2 :** les informations spécifiques aux trois filiales RTE, EDF Énergies Nouvelles et Électricité de Strasbourg sont disponibles dans les « rapports LSF » produits par ces trois sociétés.

Les pratiques et modalités d'exercice du contrôle peuvent être différentes selon le domaine d'activité spécifique, selon les types d'entités citées ci-dessus, et seront précisées autant que de besoin tout au long du présent rapport.

Pour ce qui concerne la partie décrivant le contrôle interne et la gestion des risques (§ 2), le plan général du présent rapport est inspiré du référentiel COSO [(1)], complété, le cas échéant, au vu du cadre de référence en matière de contrôle interne recommandé par l'Autorité des Marchés Financiers [(2)] (AMF). Ainsi, la description de l'organisation du contrôle interne comporte les cinq chapitres du COSO qui traitent des éléments relatifs à l'environnement de contrôle (§ 2.1), à la politique de gestion des risques (§ 2.2), à la communication et la diffusion des informations (§ 2.4), aux activités de pilotage (§ 2.5) et aux activités de contrôle (§ 2.3). Ces dernières sont répertoriées suivant quatre parties qui correspondent aux quatre objectifs préconisés par le cadre de référence de l'AMF :

- procédures de contrôle interne relatives à la réalisation et l'optimisation des opérations (§ 2.3.1) ;
- procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières (§ 2.3.2) ;
- procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements (§ 2.3.3) ;
- procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations de la Tête de Groupe (§ 2.3.4).

Enfin, en complément des évolutions du dispositif de contrôle interne décrites dans le présent rapport, le dernier chapitre rappelle les orientations générales majeures relatives à la dynamique d'évolution du contrôle interne au sein du groupe EDF (§ 3).

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit et réunissant des experts des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Comptabilité ainsi que des représentants du Secrétariat Général du Conseil d'administration et du Cabinet de la Présidence. Différents contributeurs, tels la Délégation à l'Ethique et à la Déontologie, la Direction du Système d'Information, la Direction des Ressources Humaines, la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction Environnement et Développement Durable, ainsi que la Direction Relations Investisseurs ont également été sollicités. Le rapport a été approuvé par le Conseil d'administration dans sa séance du 11 février 2009, conformément à la loi n° 2008-649 du 3 juillet 2008.

# 1. Gouvernement d'entreprise

## 1.1 Préparation et organisation des travaux du Conseil d'administration

### 1.1.1 Composition et pouvoirs du Conseil d'administration

Depuis l'Assemblée générale du 14 février 2006, conformément à l'article 6 de la loi de démocratisation du secteur public du 26 juillet 1983 et aux dispositions du décret-loi modifié du 30 octobre 1935, l'État détenant moins de 90 % du capital d'EDF, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres :

- un tiers sont des représentants des salariés : Madame Marie-Catherine Daguerre et Messieurs Jacky Chorin, Alexandre Grillat, Philippe Pesteil, Jean-Paul Rignac et Maxime Villota ;
- deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

L'État a nommé six représentants par décret : Messieurs Pierre-Marie Abadie, André Aurengo, Bruno Bézard, Gérard Errera, Yannick d'Escatha et Philippe Josse.

1 Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

2 Paru le 22 janvier 2007.

Par conséquent, l'Assemblée générale du 14 février 2006 a nommé six administrateurs : Messieurs Pierre Gadonneix, Frank Dangeard, Daniel Foundoulis, Claude Moreau, Henri Proglio et Louis Schweitzer. Monsieur Louis Schweitzer ayant démissionné de son mandat le 10 mai 2008, l'Assemblée générale du 20 mai 2008 a nommé en remplacement Monsieur Bruno Lafont.

Le mandat de ces administrateurs court jusqu'au 22 novembre 2009 inclus. La liste des mandats exercés par les mandataires sociaux en dehors de la Société figure au chapitre 14.1.2 du Document de référence 2008 d'EDF.

Assistent également au conseil, sans voix délibérative, le chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [1] ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise.

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

Aux termes du règlement intérieur dont la mise à jour a été approuvée le 17 décembre 2008, le Conseil d'administration doit notamment être saisi pour :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 200 millions d'euros. Ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières, lorsque leur montant excède une valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du conseil ; ainsi, en 2008 le conseil a fixé les seuils suivants : certaines opérations financières d'un montant nominal excédant individuellement 4 milliards d'euros et les cautions, avals ou garanties de plus de 500 millions d'euros. En outre, le Président Directeur Général rend compte au conseil des cautions, avals ou garanties dont le montant unitaire est supérieur à 100 millions d'euros, consentis au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs conclus au cours de la même année, est égal ou supérieur à 200 millions d'euros, ou compris entre 100 et 200 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ;
- 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),
  - 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;
- les opérations du cycle du combustible nucléaire : en particulier, les stratégies relatives aux opérations amont et 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.

Le Conseil d'administration a ainsi examiné et autorisé en 2008, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets majeurs comme :

- l'acquisition de British Energy au Royaume-Uni, sujet qui a donné lieu à deux réunions conjointes du Comité d'audit et du Comité de la stratégie élargies à tous les administrateurs et à plusieurs réunions du conseil ;
- le projet d'acquisition, via une joint-venture, de 49,99 % des actifs nucléaires de la société Constellation Energy aux États-Unis, projet encore soumis à certaines autorisations aux États Unis et dont toutes les étapes ont donné lieu à examen en conseil ;
- l'acquisition d'actifs gaziers en mer du Nord ;
- le projet de partenariat avec la société chinoise China Guangdong Nuclear Power Holding Company Limited (CGNPC) et de prise de participation d'EDF International, aux côtés de CGNPC, dans une société de droit chinois, qui sera à terme propriétaire et exploitant de deux tranches nucléaires de technologie EPR sur le site de Taïshan en Chine.

## 1.1.2 Nomination et pouvoirs du Président du conseil et des Directeurs Généraux Délégués

Le Président du Conseil d'administration assume la fonction de Directeur Général. Il est nommé par décret sur proposition du Conseil d'administration.

À l'issue de l'Assemblée générale du 14 février 2006, le Conseil d'administration a proposé au Gouvernement de nommer Monsieur Pierre Gadonneix en qualité de Président Directeur Général. Cette nomination a été décidée par décret en date du 15 février 2006.

Le Président Directeur Général a tous pouvoirs pour engager la Société sous réserve de ceux attribués au Conseil d'administration (cf. § 1.1.1).

Le Conseil d'administration peut nommer, sur proposition du Président Directeur Général et à la majorité des membres présents ou représentés, jusqu'à cinq Directeurs Généraux Délégués. L'étendue et la durée de leurs pouvoirs leur sont conférées par le Conseil d'administration, en accord avec le Président Directeur Général. Les Directeurs Généraux Délégués sont, à fin 2008 :

- Daniel Camus, Directeur Général Délégué Finances ;
- Dominique Lagarde, Directeur Général Délégué Ressources Humaines et Communication ;
- Jean-Louis Mathias, Directeur Général Délégué Intégration et Opérations Dérégulé France.

## 1.1.3 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration s'est réuni 20 fois au cours de l'année 2008 et 23 réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances (cf. § 1.2). Le taux de participation des administrateurs aux conseils, relativement stable sur la période 2004-2008 (82,8 % en moyenne) est de 82,4 % pour 2008. Conformément aux règles de bonne gouvernance d'entreprise (issues notamment des rapports Viénot et Bouton ou encore du rapport AFEP-MEDEF d'octobre 2003) qui recommandent de réaliser un travail d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration, le règlement intérieur du conseil indique que le Comité d'éthique « réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration (…) et propose des sujets de réflexion ».
EDF a en outre décidé de confier tous les trois ans à un cabinet extérieur la réalisation de cette évaluation. Ainsi, le Comité d'éthique du 17 octobre 2007 ayant mandaté un cabinet extérieur, cette évaluation

1 Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément au décret du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

a été menée pendant les mois de décembre 2007, janvier et février 2008 par le biais d'entretiens approfondis avec chacun des administrateurs. Des résultats examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil d'administration au premier semestre 2008, il ressort que l'organisation et le fonctionnement du Conseil d'administration sont très satisfaisants, même si plusieurs points ont fait apparaître des axes de progrès possibles. La mise à jour du règlement intérieur du Conseil d'administration, approuvé en décembre 2008, a notamment tenu compte de certaines de ces recommandations.

# 1.2 Missions et fonctionnement des comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le conseil s'est doté de comités spécialisés, chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière. Ces instances sont à fin 2008 : 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.

## 1.2.1 Comité d'audit

**Le Comité d'audit**, composé de cinq administrateurs, est présidé par Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Bézard et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, et Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité d'audit exerce les missions qui lui sont dévolues conformément à l'ordonnance n° 2008-1278 du 8 décembre 2008 portant transposition de la directive européenne du 17 mai 2006 concernant les contrôles légaux des comptes annuels et des comptes consolidés. Le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, le Directeur de l'Audit et le Directeur du Contrôle des Risques Groupe. Le Comité examine et donne son avis, avant présentation au conseil, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, la politique de contrôle des risques du Groupe est régulièrement examinée par ce Comité qui passe en revue chaque semestre la cartographie des risques du Groupe et les méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation et évaluation du dispositif de contrôle interne, programmes d'audit semestriels, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre ainsi que 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.

S'ajoute à ces missions, depuis la mise à jour du règlement intérieur intervenue en décembre 2008, l'examen des aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (cf. § 1.1.1).

Au cours de l'année 2008, le Comité d'audit a examiné en particulier :

- le projet d'acquisition de Bristish Energy, et ce conjointement avec le Comité de la stratégie ;
- la politique en matière d'assurances ;
- la solidité des dispositifs de contrôle interne concernés par les secteurs les plus impactés face à la crise financière, ayant conduit à examiner la politique de risques de contrepartie et l'exposition consolidée du Groupe à septembre 2008, les politiques du Groupe en matière de risques marchés financiers et énergies, le processus de gestion des fonds dédiés au futur démantèlement des installations nucléaires ainsi que les dispositifs de contrôle interne existant à EDF Trading, ou sur la salle des marchés de EDF.

Le taux moyen de participation au Comité d'audit est de 77,5 % pour l'année 2008 pour huit réunions, dont deux réunions conjointes avec le Comité de la stratégie.

## 1.2.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

**Le Comité de suivi des engagements nucléaires** (CSEN) est composé d'au moins cinq administrateurs. Il est présidé, depuis novembre 2008, par Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Le CSEN était auparavant présidé par Monsieur Bruno Bézard, administrateur représentant de l'État, qui a démissionné de ses fonctions le 1er juillet 2008. Les autres membres sont Messieurs Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, et Messieurs Chorin et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le CSEN a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés, sur les règles d'adossement actif-passif et d'allocation stratégique, et de vérifier la conformité de la gestion des actifs dédiés constitués par EDF dans le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés. À ce titre, il peut s'appuyer sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) qui est composé de cinq experts indépendants et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Le CSEN s'est réuni deux fois en 2008, avec un taux de participation moyen de 83,3 %.

## 1.2.3 Comité de la stratégie

**Le Comité de la stratégie**, composé de sept administrateurs, est présidé par Monsieur Proglio, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres sont Messieurs Abadie, Bézard et Errera, administrateurs représentant l'État, et Madame Daguerre, Messieurs Grillat et Pesteil, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité 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,

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.

En 2008, ce Comité a notamment examiné les stratégies liées à l'acquisition de British Energy, à l'énergie solaire photovoltaïque, à l'urbanisme et aux bâtiments à énergie positive et à la vision prospective à 2050 des modes de production d'électricité.

Le Comité de la stratégie s'est réuni cinq fois en 2008, dont deux fois conjointement avec le Comité d'audit, avec un taux de participation moyen de 71,4 %.

### 1.2.4 Comité d'éthique

**Le Comité d'éthique**, composé de six administrateurs, est présidé par Monsieur Aurengo, administrateur, personnalité externe au groupe EDF représentant l'État. Les autres membres sont Messieurs Foundoulis et Moreau, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, Messieurs Chorin, Pesteil et Rignac, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité 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 hors états financiers (rapport d'activité et rapport sur le Développement Durable), le rapport d'activité du délégué à l'éthique et à la déontologie ainsi que les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, et celui de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

De plus, le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et de l'application de son règlement intérieur, et propose des sujets de réflexion.

En 2008, ce Comité a poursuivi ses travaux de réflexion sur la politique de partenariat avec les prestataires du nucléaire et dans ce cadre, a visité la centrale de Cattenom (57). En associant à ses travaux des administrateurs extérieurs au Comité, il a travaillé à la mise à jour du règlement intérieur et à l'analyse des recommandations AFEP-MEDEF du 6 octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés cotées qui ont fait l'objet d'une approbation par le Conseil d'administration le 17 décembre 2008.

Ce Comité s'est réuni cinq fois en 2008, avec un taux de participation moyen de 96,7 %.

### 1.2.5 Comité des nominations et des rémunérations

**Le Comité des nominations et des rémunérations** est composé de trois administrateurs. Depuis décembre 2008, il est présidé par Monsieur Lafont, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les deux autres membres sont Monsieur Dangeard, administrateur nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et également personnalité externe au groupe EDF ainsi que Monsieur Bézard, administrateur représentant l'État.

Le Comité 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 (PDG) portant sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par le Président Directeur Général 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.

Il examine les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués (DGD) et émet un avis sur les propositions de rémunérations que le Président Directeur Général lui soumet sur le salaire, la part variable (dont les critères d'objectifs ainsi que son appréciation des résultats obtenus par chaque Directeur Général Délégué au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques de chaque Directeur Général Délégué. Il adresse ses propositions et son avis, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie et le communique également au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration délibère et fixe le salaire, les objectifs et les rémunérations périphériques des Directeurs Généraux Délégués.

Il transmet au Conseil d'administration 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. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif (cf. § 2.1.6.1).

Les éléments relatifs à la rémunération des mandataires sociaux figurent au chapitre 15.1 du Document de référence 2008 d'EDF.

En 2008, ce Comité s'est réuni trois fois avec un taux de participation de 88,9 %.

## 1.3 Information et formation des administrateurs

Le Président Directeur Général porte régulièrement à la connaissance des membres du Conseil d'administration les principaux faits et événements significatifs de la Société intervenus depuis la date du précédent Conseil d'administration.

Le Secrétariat Général du Conseil d'administration communique également aux administrateurs des éléments d'information, que ceux-ci peuvent compléter par des rencontres avec les principaux dirigeants du Groupe sur les sujets figurant à l'ordre du jour du conseil.

En outre, le Secrétariat du Conseil d'administration organise des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu ou sur demande des administrateurs. Ainsi, en 2008, le Conseil d'administration a visité le « Grand chantier EPR », à Flamanville (50) et le centre de recherche et développement des Renardières (77) avec comme objet les travaux liés à l'efficacité énergétique.

Le Secrétariat Général du Conseil d'administration organise les formations demandées par les administrateurs.

## 1.4 Code de gouvernement d'entreprise

Après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 reprises par la communication du conseil des Ministres du 7 octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés et sur proposition du Comité des rémunérations, le conseil d'administration, qui s'est réuni le 17 décembre 2008, a exprimé son accord sur ces recommandations. Le conseil a considéré que ces recommandations s'inscrivent dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF, mise en œuvre de longue date, et a constaté que les recommandations applicables à l'entreprise étaient déjà mises en œuvre par elle.

Sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables, ces recommandations feront partie intégrante du code de gouvernement d'entreprise auquel se référera la Société, en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

## 1.5 Assemblées générales

Les modalités relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale figurent à l'article 20 des statuts de la Société, et sont décrites à la section 21.2.6 du Document de Référence d'EDF.

Par ailleurs, les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans le rapport financier annuel de la Société.

# 2. Le contrôle interne du groupe EDF

L'objectif du présent document 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 2008, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2008.

## 2.1 Environnement de contrôle

### 2.1.1 Organes de pilotage de la Tête de Groupe

Les organes de pilotage mis en place répondent à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré dans le respect de l'autonomie de gestion des filiales régulées et associer les opérationnels aux mécanismes de décision.

Depuis le 1er avril 2006, le TOP 4, qui regroupe le Président Directeur Général et les trois Directeurs Généraux Délégués, est l'organe décisionnel de la Tête de Groupe. Le Comité exécutif (Comex), instance d'échange stratégique et de concertation sur tous les sujets transverses, est composé des membres du TOP 4, des Directeurs Généraux Adjoints, du Secrétaire Général, du Directeur Général d'EDF Energy, du Président du Directoire d'EnBW et de l'administrateur délégué d'Edison.

Des comités spécifiques décisionnels, en nombre réduit, complètent l'action du TOP 4 : le Comité coordination France, le Comité des engagements et participations, dont une forme ad hoc peut traiter des seuls combustibles (Comité des engagements combustibles), le Comité des cadres dirigeants, le conseil de la Sûreté Nucléaire, le Comité Amont-Aval Trading, et le Directoire Nucléaire International. Des comités ou directoires ad hoc complètent le dispositif pour prendre en charge les enjeux majeurs non récurrents, comme par exemple le projet d'intégration de British Energy au sein du Groupe.

La décision du 14 mars 2008 a par ailleurs précisé les modalités de gouvernance par EDF de ses deux filiales du secteur régulé (RTE et ERDF), eu égard aux obligations réglementaires spécifiques à ces activités. Un Comité des Actifs Régulés rassemblant notamment autour du TOP 4 les Présidents des conseils de surveillance de RTE et ERDF, ainsi que l'Inspecteur Général de la gouvernance du secteur régulé, a été créé afin d'assurer la préservation des intérêts patrimoniaux d'EDF dans le secteur régulé tout en garantissant l'autonomie de gestion des filiales concernées.

## 2.1.2 Politique de contrôle interne

La déclinaison de la Nouvelle Politique de Contrôle Interne (NPCI) et d'audit interne qui a été signée par le Président le 7 mars 2006 s'est poursuivie tout au long de l'année 2008 au sein des sociétés du Groupe, avec des modalités d'application différentes selon les entités.

Les principaux leviers mis en œuvre dans le cadre de cette Politique au sein d'EDF sont développés ci-dessous (cf. § 2.1.6.4 et § 2.5).

Pour ce qui concerne les filiales, en complément des orientations existantes dans la NPCI, une décision du Président du 22 septembre 2008 vise à renforcer la maîtrise des risques de l'ensemble des filiales du Groupe en missionnant explicitement les administrateurs concernés pour qu'ils veillent à la mise en place, à travers les instances de gouvernance de ces filiales, des leviers que sont la cartographie des risques et les dispositifs de contrôle interne et d'audit, et pour qu'ils demandent la réalisation d'audits triennaux de ces dispositifs, à l'initiative des instances de gouvernance auxquelles ils participent. Le directeur de l'audit et le directeur du contrôle des risques Groupe ont été quant à eux missionnés pour aider à la mise en place de ce processus au sein du Groupe. Les principales actions correspondantes sont décrites ci-dessous.

**Concernant les entités et filiales contrôlées,** la politique de contrôle interne fixe le cadre de référence en matière de contrôle interne et d'audit interne applicable à ces entités. Chacun des niveaux de contrôle est construit en cohérence avec le niveau de délégation managériale correspondant (entité de regroupement d'entités opérationnelles de base ou filiales directement rattachées à la Tête de Groupe). Chaque niveau est responsable de la maîtrise de ses propres activités et de la vérification des dispositifs de contrôle des activités qu'il a déléguées. Les anomalies détectées par un niveau de management ainsi que les dispositions mises en œuvre pour assurer leur traitement sont communiquées au niveau supérieur.

Chaque directeur d'entité opérationnelle de regroupement et d'entité fonctionnelle d'appui a désigné un « Animateur de Contrôle Interne ». Une animation du réseau de ces animateurs est assurée par la Direction de l'Audit (professionnalisation, réunions périodiques, élaboration de référentiels de contrôle et d'auto-diagnostic, fonds documentaire partagé sur Intranet…).

Un guide de contrôle interne a été élaboré et proposé à chaque entité pour l'aider dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide, construit sur la base des chapitres du COSO, caractérise les domaines de risque concernés, identifie les principaux objectifs de contrôle à explorer, et propose des bonnes pratiques à mettre en œuvre. Il est enrichi annuellement sur la base du partage de retour d'expérience ou de nouvelles exigences de contrôle, comme par exemple de nouvelles politiques internes.

Fin 2008, chacune des 37 entités opérationnelles de regroupement et filiales contrôlées ont élaboré pour la seconde fois un rapport annuel de contrôle interne comportant notamment, une description de leur dispositif de contrôle interne, une auto-évaluation de ce dispositif, l'engagement du directeur quant à son ambition, et la description des actions envisagées pour l'atteinte de cette ambition. Un tiers environ des dispositifs de contrôle interne d'entités ont été audités durant cette année par la Direction de l'audit Groupe, qui poursuivra cette démarche afin d'auditer l'ensemble des 37 entités concernées sur une période de trois ans. Ces audits ont confirmé sur le périmètre audité le déploiement satisfaisant de la NPCI. Ils ont également permis d'identifier des voies de progrès pour lesquels des plans d'actions ont été établis par le management et sont en cours de déploiement.

Les entités fonctionnelles ont, quant à elles, élaboré dès 2007 les objectifs de contrôle relatifs à l'application des politiques majeures de leur champ de responsabilité. Ces objectifs ont été intégrés dans le guide de contrôle interne, validés en octobre 2007 par le TOP 4 et ont été déclinés par les entités opérationnelles par intégration dans leurs propres dispositifs de contrôle, conformément à la NPCI. Des améliorations importantes ont été apportées en 2008 dans le domaine des Systèmes d'Information par l'introduction d'objets de contrôle dédiés à des entités d'expertise SI en complément aux contrôles réalisés sous la responsabilité du management opérationnel.

**Concernant les autres filiales du Groupe**, la déclinaison de la décision du Président du 22 septembre 2008 citée ci-dessus a été initiée sous pilotage de la Direction de l'Audit Groupe et de la Direction Contrôle des Risques Groupe sous différentes formes :

- appui direct aux administrateurs de la quinzaine de filiales principales pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance, pour ce qui concerne la gestion des risques, l'audit et le contrôle interne ;
- déploiement dans les autres filiales du Groupe sous la responsabilité du Directeur de la direction de rattachement, chargé d'apporter le même appui aux administrateurs des filiales de son champ de responsabilité, et d'en rendre compte dans son rapport annuel d'auto-évaluation.

Par ailleurs, il est à noter que les deux principales filiales étrangères co-contrôlées (EnBW, Edison) ont engagé le déploiement de dispositifs de contrôle interne, en lien avec la transposition en droit national des directives européennes 2006/43 et 2006/46. Les deux sociétés ont retenu le référentiel international COSO et des échanges réguliers ont eu lieu avec la direction de l'audit Groupe afin de partager sur les outils, les référentiels et l'expérience acquise au sein d'EDF depuis 2006.

Les filiales régulées (RTE et ERDF) déploient leurs propres dispositifs de contrôle interne et en rendent compte à travers leurs organes de gouvernance.

## 2.1.3 Les acteurs fonctionnels du pilotage du contrôle interne

### 2.1.3.1 LA DIRECTION FINANCIÈRE (DF)

La Direction Financière assure une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières et analyse les risques financiers des projets. Le Directeur Général Délégué Finances préside le Comité des engagements et participations (cf. 2.3.1.2.1).

Au sein de la Direction Controlling Groupe :

- **le Contrôle de Gestion** a pour missions :
  - de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe[1] (budgets et plans à moyen terme découlant du Projet Industriel), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés,
  - d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de re-prévisions quatre fois par an) ainsi que des résultats opérationnels, est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées,

1 Le périmètre du cycle de gestion Groupe est celui des comptes consolidés dont le détail est précisé dans la note 43 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

- d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière.

Le contrôle de gestion est intégré au niveau de chaque entité managériale. Les contrôleurs de gestion font partie du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. Les Directeurs Gestion Finances des Directions sont nommés et évalués sous le contrôle du Directeur Général Délégué Finances.

- **La Comptabilité** a pour missions de :
  - préciser les règles et méthodes comptables du Groupe qui doivent permettre le traitement comptable approprié et la correcte alimentation de la comptabilité par les processus amont,
  - mettre à jour annuellement, pour EDF, les référentiels de contrôle interne et de mesure de la qualité comptable déclinés par processus, et d'organiser un retour sur la mise en œuvre par les entités des contrôles prescrits dans le domaine comptable et financier (cf. § 2.3.2.3).

Par ailleurs, sur le périmètre des filiales directement contrôlées, les politiques de contrôle interne comptables sont de la responsabilité de chacune des Directions Financières.

### 2.1.3.2 LA DIRECTION DU CONTRÔLE DES RISQUES GROUPE (DCRG)

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel.

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 du Contrôle des Risques Groupe (« DCRG ») qui a en particulier pour missions de :

- déployer le processus de 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 (cf. § 2.2) ;
- alerter le Président Directeur Général et le TOP 4 sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- consolider et actualiser la politique de contrôle 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 (cf. § 2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (cf. § 2.3.1.1) ;
- 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 (cf. § 2.3.1.1.1) ;
- définir, déployer et consolider une politique de contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions et 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 (cf. § 2.3.1.1.2) ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagements de long terme présentés pour décision à des instances de niveau TOP 4 ;
- actualiser la politique en matière de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et définir les modalités de coopération avec les filiales régulées en période de crise (cf. § 2.2) ;
- assurer le contrôle de l'ensemble des fournisseurs et marchés sensibles en liaison avec la Direction des Achats et les Directions métiers concernées sur le périmètre d'EDF.

### 2.1.3.3 LA FONCTION AUDIT DE GROUPE

La fonction audit de Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, maison-mère et filiales, exerçant une activité d'audit interne. Elle est organisée autour d'équipes d'audit « dédiées » : équipes d'audit « métiers » (dans les domaines production ingénierie et commerce à EDF, et équipes d'audit autonomes pour les principales filiales françaises et étrangères (RTE, ERDF, EDF Energy et EDF Trading, EnBW, Edison). La direction de l'audit corporate (DAi) est en charge du contrôle des dispositifs de contrôle interne d'EDF et de ses filiales contrôlées, y compris l'audit des équipes d'audit dédiées. La DAi réalise par ailleurs des audits transverses ou d'importance « corporate » pour le Groupe, sur le même périmètre, dans le respect des contraintes réglementaires et de gouvernance[1]. L'animation de cette fonction est placée sous la responsabilité du Président Directeur Général qui en confie la mission au Directeur de l'Audit Corporate. Enfin, la DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (échanges de bonnes pratiques, actions de professionnalisation, mise au point d'outils et méthodes…).

La Direction de l'Audit Corporate applique les normes internationales définies par « The Institute of Internal Auditors », et en assure la promotion, ainsi que le contrôle au sein du périmètre accessible (voir plus haut).

#### NORMES DE QUALIFICATION

- 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 le 7 mars 2006 à l'occasion de la promulgation de la nouvelle politique de contrôle interne. Cette charte rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et son lien hiérarchique direct avec le Président Directeur Général, les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités.
- Le Directeur de l'Audit est directement rattaché au Président Directeur Général.
- Tous les auditeurs de la Direction de l'Audit Corporate et des Directions d'Audit Métier sont formés à une même méthodologie alignée sur les normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers d'EDF, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission et une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens entre la Direction de l'audit et la Direction Développement des Dirigeants.
- Le nombre d'auditeurs corporate est du même ordre que la moyenne observée dans l'industrie, à savoir 0,45 auditeur pour 1 000 salariés[2].
- Les processus clés utiles au bon fonctionnement de la Direction de l'Audit sur l'ensemble de la chaîne d'activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits sous forme de plans qualité faisant l'objet de revues régulières.
- Une évaluation indépendante a été menée en 2008 et a porté sur le fonctionnement des processus opérationnels et la qualité des audits réalisés par la Direction de l'Audit d'une part, ainsi que sur l'exhaustivité et la pertinence de la prise en compte du cadre de référence de l'AMF dans la définition et le processus de déploiement de la nouvelle politique de contrôle interne du Groupe d'autre part. Cette évaluation a confirmé la pertinence des actions engagées et des moyens mis en œuvre. Elle a par ailleurs proposé quelques voies de progrès qui feront l'objet d'un plan d'action en 2009.

1 Selon des accords au cas par cas via les instances de gouvernance pour les filiales non contrôlées et les filiales régulées.

2 Source IFACI : résultat de l'enquête sur la pratique de l'audit interne en France en 2005.

NORMES DE FONCTIONNEMENT

- La Direction de l'Audit anime le déploiement de la politique de contrôle interne, anime la filière contrôle interne, assure le contrôle des dispositifs de contrôle interne des diverses directions et filiales contrôlées, et réalise les audits transverses et de niveau corporate.
- Le programme d'audit semestriel est arrêté par le Président Directeur Général puis présenté en Comité d'audit. Il est élaboré en prenant en compte :
  - la politique de contrôle interne du Groupe, (missions d'audits des dispositifs de contrôle interne des entités du périmètre contrôlé) ;
  - les risques identifiés dans la cartographie des risques Groupe ;
  - le suivi de la mise en œuvre des décisions de la Direction Générale ;
  - les grands projets et les principaux processus corporate ;
  - les demandes du management Tête de Groupe, hors audits flashs demandés en cours d'exécution du programme ;
  - les audits de filiales contrôlées de second rang pour le compte des directions qui en ont la charge (e.g. Direction International et Synergies Groupe) ;
  - les audits conjoints avec EnBW pour le périmètre de cette structure, ainsi qu'avec Veolia Environnement pour le périmètre de Dalkia International, et les audits « corporate » réalisés au périmètre de EDF Energy et de EDF Trading.
- Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur management, font l'objet de plans d'actions de leur part soumis à validation de la Direction de l'Audit. Au cours de l'année qui suit, la Direction de l'Audit s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives, une clôture satisfaisante de l'audit n'étant prononcée que lorsque ces actions sont définitivement mises en place, a contrario une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale auprès du Directeur Général Délégué concerné.
- Un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la Direction de l'Audit. Il récapitule les principaux constats d'audit et les actions managériales correctrices correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière du TOP 4. Ce rapport est présenté au Président Directeur Général puis au TOP 4 et au Comité d'audit.

#### 2.1.3.4 LA DIRECTION JURIDIQUE (DJ)

Afin d'intervenir au plus près des instances de décision, que cela soit au niveau du TOP 4, des Directions ou au niveau régional, l'organisation de la Direction Juridique est calée sur celle d'EDF. La Direction Juridique est saisie pour la rédaction des contrats ainsi que pour l'analyse des risques juridiques relatifs aux projets de l'entreprise. Elle assure également le suivi centralisé des contentieux importants. L'ensemble de ses activités lui permet d'exercer une fonction d'alerte et de prévention des contentieux.

Suite à une décision du Président Directeur Général de mai 2007, la Direction Juridique pilote la mise en place d'une contrathèque, base de données visant à centraliser l'ensemble des engagements contractuels majeurs d'EDF et de certaines filiales (hors filiales régulées et filiales co-contrôlées). La phase de déploiement opérationnel a démarré fin 2007 et s'est poursuivie en 2008.

## 2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président Directeur Général et les Directeurs Généraux Délégués délèguent certains des pouvoirs qu'ils ont reçus du Conseil d'administration à leurs collaborateurs directs. Ces délégations servent de fondement à celles consenties aux principaux responsables opérationnels. Depuis juin 2003, les délégations de pouvoirs ont permis une mise sous contrôle plus forte des achats en déléguant le pouvoir de signature des contrats d'achat au seul Directeur des Achats, sous réserve des pouvoirs du Conseil d'administration en la matière (cf. § 1.1.1).

La délégation « représentant de l'exploitant nucléaire » est confiée au Directeur de la Direction Production Ingénierie, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions Production Nucléaire et Ingénierie Nucléaire.

Les habilitations techniques qui donnent l'autorisation d'exercer des activités relatives aux installations (centrales de production, réseaux électriques…) 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, personnel EDF et prestataires.

Dans le courant de l'année 2007, la Direction Juridique a formulé un certain nombre de recommandations s'agissant des délégations existantes ; le processus de signature des nouvelles délégations de pouvoirs a donc été initié en 2007 et s'est poursuivi en 2008. Par ailleurs, un vademecum sur les délégations de pouvoirs et de responsabilités a été diffusé en novembre 2008 afin d'assurer une meilleure information des entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

## 2.1.5 Démarches Éthique et Qualité Environnementale

#### 2.1.5.1 DÉMARCHE ÉTHIQUE

La démarche éthique basée sur une décision du Président Directeur Général du 15 mars 2007, s'appuie sur un document de référence, le Mémento éthique.

Fondé sur les cinq valeurs du Groupe – respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité, exigence d'intégrité –, il développe pour EDF les principes d'action collective et les lignes de conduite individuelle.

Le document, diffusé à partir du dernier trimestre 2007 dans toutes les Directions d'EDF est remis individuellement par son manager à chaque salarié et doit faire l'objet d'une action d'accompagnement et d'appropriation individuelle ou collective. La désignation dans chaque Direction, puis progressivement dans chaque Unité, d'un correspondant éthique chargé d'assister le manager qui le nomme dans la promotion du Mémento et le respect effectif des valeurs sur le terrain, renforce le dispositif éthique existant.

Les valeurs d'EDF servent de lignes directrices aux démarches éthiques des filiales, aux codes déontologiques développés dans les métiers et certains domaines ainsi que pour des processus fondamentaux comme le recrutement (référentiel d'embauche), la formation (sensibilisation des salariés), les relations avec les fournisseurs et la sous-traitance (charte fournisseur, accords sociaux sur la sous-traitance), ainsi que pour l'évaluation des performances individuelles et collectives (entretien individuel, critères d'intéressement).

En 2008, la création d'un Comité de Développement Durable Groupe composé des responsables du Développement Durable de différentes filiales telles que EDF Energy, Demasz, les filiales polonaises, EnBW et Edison, permet de mettre en cohérence les démarches éthiques.

Le dispositif d'alerte éthique, mis en place à partir de 2004 sur le périmètre d'EDF, reconnaît à tout salarié, comme à tout partenaire externe, un droit d'interpellation, confidentiel mais non anonyme, sur la manière dont l'entreprise respecte ses engagements éthiques. La consultation du Délégué

Éthique est réalisée pour l'essentiel à travers une messagerie éthique sécurisée. Par ailleurs, un numéro d'appel type N° Vert, anonyme et gratuit, a été mis en place sur un périmètre expérimental, permettant à tout salarié de témoigner de difficultés rencontrées dans sa vie au travail.

Le bilan d'activité du Délégué Éthique, tant pour ce qui concerne le déploiement de la démarche éthique que le fonctionnement du dispositif d'alerte est présenté chaque année au Comité d'éthique du conseil d'administration.

#### 2.1.5.2 DÉMARCHE QUALITÉ ENVIRONNEMENTALE

Le « groupe EDF » est certifié sur la norme environnementale ISO 14001 depuis le 9 avril 2002. Dans le cas présent, le périmètre certifié, annexé au certificat, englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles), plusieurs filiales françaises (dont les filiales régulées RTE et ERDF), ainsi que des filiales étrangères, dont EDF Energy. EnBW et Edison sont également certifiées ISO 14001 (mais non incluses actuellement au périmètre du certificat Groupe). Après un premier renouvellement obtenu en 2005, le deuxième renouvellement de ce certificat a été prononcé en 2008 par l'organisme certificateur indépendant DNV. L'objectif du Système de Management Environnemental du Groupe EDF est de permettre de répondre au mieux aux dix engagements formulés par le Président dans la politique environnementale signée en juin 2005 et particulièrement la contribution à la lutte contre le changement climatique et à la protection de la biodiversité.

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe.

### 2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)

Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des directions de l'entreprise pour leur périmètre. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont réparties entre ces directions et la Direction Informatique et Télécommunications qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et les filiales régulées.

La cohérence d'ensemble est pilotée par la Direction des Systèmes d'Information Groupe qui anime la filière Systèmes d'Information au travers de politiques communes, la gouvernance des Systèmes d'Information étant assurée à deux niveaux dans l'organisation :

- les décisions et arbitrages stratégiques sont soumis, selon leur nature et le périmètre concerné, à un des Comités décisionnels d'EDF (cf. § 2.1.1) ;
- les autres décisions importantes sont prises au sein d'un Comité des Directeurs des Systèmes d'Information qui représentent les directions.

### 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 de l'Assemblée Nationale et du Sénat, et de la Commission des Marchés.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les comptes annuels (sociaux et consolidés), effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe et émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ainsi que par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection.

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

## 2.2 La politique de gestion et de contrôle des risques

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques sont de :

- permettre l'identification et la hiérarchisation des risques dans tous les domaines en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste, sous la responsabilité du management opérationnel ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance d'EDF d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe ;
- répondre aux attentes et informer les parties prenantes externes sur les risques du Groupe et sur le processus de management de ces risques.

Le périmètre de gestion des risques comprend les activités d'EDF et celles des filiales contrôlées. Il ne comprend donc pas les filiales régulées et les filiales co-contrôlées qui assurent la gestion de leurs risques sous leur responsabilité respective.

Le périmètre de contrôle des risques est celui du Groupe, à l'exception des Participations. Ce contrôle est réalisé en direct pour le périmètre EDF et filiales contrôlées, ou par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées.

D'une façon générale, la gestion des risques est de la responsabilité des entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité. Le contrôle des risques est assuré par une filière mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques (complétée par des filières de contrôle spécifiques notamment pour les risques marchés financiers et marchés énergies – cf. § 2.3.1.1). Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques. Selon ces principes, chaque semestre, en cohérence avec les échéances associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et co-contrôlées (à l'exception de Dalkia International). 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 majeurs sont placés sous la responsabilité d'un pilote désigné par le TOP 4.

La cartographie consolidée fait l'objet chaque semestre d'une validation par le TOP 4 et d'une présentation au Comité d'audit du Conseil d'administration d'EDF. Elle fait également l'objet d'échanges fréquents avec les états-majors des principales directions contributrices et les membres de la filière contrôle des risques.

Le processus global de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus : notamment l'élaboration du programme d'audit, la politique Assurances et sa mise en œuvre, la documentation financière (notamment le chapitre « Facteurs de risques » du document de référence AMF), l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes décisionnels d'EDF (TOP 4, Comité des Engagements et des Participations, Comité des Engagements Combustibles, Comité Amont-Aval Trading, etc.). Le processus de contrôle des risques contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements long terme en veillant au respect des principes méthodologiques d'analyse des risques pour les dossiers présentés aux Comités des engagements.

En complément, une politique de gestion de crise, dont la dernière actualisation a été signée par le Président Directeur Général en juin 2005, est mise en œuvre sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées. Elle consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de dispositifs de gestion de crise pertinents, au regard des risques encourus, dans chaque direction d'EDF participant à la gestion de la crise et dans les filiales contrôlées ;
- à définir les modalités de coopération avec les filiales régulées en période de crise ;
- à vérifier la cohérence d'ensemble.

Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et de capitaliser les retours d'expérience. 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.

# 2.3 Les activités de contrôle du Groupe

## 2.3.1 Les procédures de contrôle relatives à la réalisation et à l'optimisation des opérations

### 2.3.1.1 POLITIQUES SECTORIELLES DE CONTRÔLE DES RISQUES

#### 2.3.1.1.1 CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS ÉNERGIES

La politique de risques marchés énergies, formalisée par la décision du Président Directeur Général du 9 décembre 2005, codifie la gestion de ces risques pour le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Pour les filiales régulées et les filiales co-contrôlées, la politique de risques marchés énergies et le processus de contrôle sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés (Conseil d'administration, Comité d'audit). Cette note de 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 d'EDF en cas de dépassement des limites de risques. À noter qu'un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading compte tenu de la spécificité des métiers exercés et de la réactivité nécessaire ;
- l'indépendance de la filière contrôle des risques marchés énergies, organisée en deux niveaux, les entités réalisant le contrôle opérationnel et le département Risques Marchés Énergies Groupe de la DCRG assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit d'EDF rend un avis sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions. Le TOP 4 valide annuellement les mandats de gestion de risques des entités qui lui sont présentés avec le budget.

#### 2.3.1.1.2 CONTRÔLE DES RISQUES FINANCIERS

EDF a mis en place un département Contrôle des Risques Financiers, en charge du contrôle des risques de taux, de change, de liquidité et 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, notamment au travers du calcul régulier d'indicateurs de risque et du suivi de limites de risque ;
- des missions de contrôle – méthodologie et organisation – sur les entités d'EDF et les filiales contrôlées ;
- le contrôle opérationnel 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 est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique le Directeur Trésorerie Groupe, le chef de la salle des marchés et le responsable du Contrôle des Risques Financiers, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Un Comité ad hoc vérifie périodiquement le respect des limites et statue sur les modifications de limites spécifiques éventuelles.

Il est rendu compte de la mise en œuvre des politiques de gestion des risques financiers au Comité d'audit sur un rythme annuel. En juillet 2008, le Département Contrôle des Risques Financiers a été transféré de la Direction Corporate Finance Trésorerie (DCFT) à la Direction Contrôle des Risques Groupe afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques.

Ce département conserve un lien fonctionnel avec la DCFT.

### 2.3.1.2 CONTRÔLES SPÉCIFIQUES

#### 2.3.1.2.1 PROCÉDURE D'APPROBATION DES ENGAGEMENTS

Le Comité des Engagements et des Participations (CEP), présidé par le Directeur Général Délégué Finances, examine l'ensemble des engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment les projets d'investissement, les projets de cessions et les contrats long terme « Combustibles ». Il valide, sauf cas particulier, tout investissement d'un montant supérieur à 20 millions d'euros. Depuis fin mars 2003, les réunions du Comité sont systématiquement précédées d'une réunion où sont associés les experts du niveau corporate (DCRG, DJ, DF, DAi…) afin de vérifier l'exhaustivité et la profondeur des analyses de risques des dossiers

présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts et en particulier la valorisation des scénarios de stress.

#### 2.3.1.2.2 CONTRÔLE DES SYSTÈMES D'INFORMATION (SI)

**ORGANISATION DU CONTRÔLE INTERNE DE LA FILIÈRE SI**

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la politique de contrôle interne du Groupe (propositions d'objectifs de contrôle à décliner par les entités opérationnelles) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière. Ces politiques touchent en particulier à la sécurité des systèmes d'information, au pilotage des projets SI, à la gestion des risques SI et au respect des lois Informatique et Libertés.

La DSI Groupe et la Direction de l'Audit ont lancé conjointement un diagnostic concernant la robustesse du dispositif de contrôle interne des Systèmes d'Information d'EDF. Les conclusions de ce diagnostic ont été rendues mi-2008 et les recommandations portent sur trois grands thèmes :

- renforcer le référentiel de contrôle interne des SI d'EDF en l'adossant à un référentiel externe reconnu : le COBIT. À ce titre, la DSI a élaboré les objets de contrôle du domaine SI qui figurent dans la version 2008 du guide de contrôle interne ;
- créer une animation du contrôle interne spécifique aux thématiques SI, confiée à la DSI en coordination avec la Direction de l'Audit ;
- compléter le dispositif de contrôle managérial, en liaison avec la Direction de l'Audit, et en appui au management des directions opérationnelles et fonctionnelles par la mise en place d'un dispositif de contrôle de deuxième niveau expert.

**ACTIONS DANS LE DOMAINE DE LA SÉCURITÉ DES SI**

Les orientations et l'organisation de la sécurité des SI sont définies dans deux documents de référence : la politique de Sécurité des Systèmes d'Information du Groupe EDF et le référentiel de politique sécurité des SI d'EDF. Le déploiement de ces politiques ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis de façon trimestrielle par un comité sécurité, présidé par la DSI Groupe, rassemblant les Responsables de Sécurité des Systèmes d'information de toutes les entités d'EDF. Le comité sécurité rend compte annuellement au Comité des Directeurs de Systèmes d'Information.

#### 2.3.1.2.3 L'ADMINISTRATION ET LA SURVEILLANCE DES FILIALES

Toute société filiale ou en participation (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur, membre du Comex ou par son délégué. Celui-ci propose les administrateurs représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés, et leur adresse une lettre de mission et une lettre d'objectifs. Une actualisation de ces rattachements est validée chaque année par le Comité des cadres dirigeants.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, en place depuis 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par le TOP 4 ;
- 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 sociétés Filiales et Participations, en fonction de la stratégie définie par les Directeurs de rattachement ;
- au respect du processus de désignation des administrateurs, préalable managérial à la proposition de nomination (conformité à la composition cible, contrôle du nombre de mandats, avis du hiérarchique de l'administrateur proposé…) ;
- à la professionnalisation des nouveaux administrateurs (formation initiale par l'Université Groupe, information via le site Internet de la communauté administrateurs, formation permanente via les séminaires et ateliers administrateurs).

### 2.3.1.3 AUTRES POLITIQUES DE CONTRÔLE

EDF a également défini :

- une politique santé-sécurité, signée par le Président en octobre 2003 ;
- une politique d'assurances présentée au Conseil d'administration du 1er juillet 2004, suite au dossier présenté aux administrateurs le 23 octobre 2003 sur la couverture du risque « tempête » pour les réseaux de distribution. Le conseil a alors pris acte du bilan présenté sur la situation d'EDF et de ses filiales contrôlées au regard des risques assurables identifiés et sur les couvertures mises en place. Il a validé un programme de travail destiné à renforcer la connaissance des risques assurables du Groupe, à développer la dimension groupe des assurances, à améliorer et optimiser les couvertures existantes et à mettre en place de nouvelles couvertures. À ce dernier titre, le conseil a approuvé le 22 février 2006 (après avis du Comité d'audit du 17 février), la mise en place du nouveau programme « Dommages nucléaires » mis en place au 1er avril 2006, destiné à couvrir les dommages accidentels importants qui pourraient toucher les centrales nucléaires d'EDF. Un point sur l'avancement de la mise en œuvre du programme de travail du 1er juillet 2004 a été présenté au Comité d'audit du 5 mai 2006 et à celui du 2 avril 2007, qui a approuvé ses lignes de développement futures. EDF a fait réaliser fin 2007, par un consultant externe, une comparaison des niveaux, étendue et coûts des couvertures des risques d'EDF par l'assurance ou le transfert aux marchés financiers avec ceux des autres grands groupes industriels comparables. Les conclusions de cette étude ont été présentées au Comité d'audit du 25 juin 2008 qui a également pris connaissance de la vision actualisée des risques assurables.

## 2.3.2 Les procédures de contrôle relatives à la fiabilité des informations financières

### 2.3.2.1 COMPTES DU GROUPE EDF

#### 2.3.2.1.1 PRINCIPES ET NORMES COMPTABLES DU GROUPE

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF[1] sont conformes aux règles internationales (IFRS, IAS et interprétations) telles qu'approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2008. Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

#### 2.3.2.1.2 PROCÉDURE D'ÉTABLISSEMENT ET DE CONTRÔLE DES COMPTES CONSOLIDÉS

La politique de contrôle interne du domaine comptable a été définie en 2007 par la Division Comptabilité Consolidation. Elle rappelle les objectifs de fiabilité et de conformité des informations comptables publiées, de préservation des actifs et de prévention et détection des fraudes. Elle concerne le pilotage de l'organisation comptable, les processus amont permettant d'alimenter la base des données comptables et le processus de production de l'information, d'arrêté comptable et de communication financière.

1 Le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans la note 43 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2008.

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe, selon un plan de comptes unique.

Les comptes annuels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration et approuvés en Assemblée générale. Les comptes consolidés semestriels résumés sont présentés au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'un planning détaillé de tous les livrables attendus de chaque acteur concerné par la publication des états financiers, les analyses des comptes, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence. Des réunions avec les Directions de la maison mère et les filiales permettent de préparer chaque arrêté comptable semestriel ou annuel, d'anticiper l'évolution de certains traitements et de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Des indicateurs sont suivis pour mesurer le respect des délais et la qualité des informations remontées. Une analyse a posteriori des difficultés rencontrées lors de la phase de production permet d'améliorer régulièrement le processus de production et d'analyse des comptes consolidés.

L'unification du langage financier entre Comptabilité et Contrôle de Gestion contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Elle est l'un des moyens d'assurer la continuité entre :

- les données réelles issues de la comptabilité et les données établies dans le cadre des phases prévisionnelles ;
- la communication financière externe et le pilotage interne.

Cette communauté de langage favorise le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à sécuriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

Le pilotage de la performance et le dialogue de gestion s'appuient sur des données produites selon les normes comptables Groupe, telles qu'elles sont mises en œuvre pour la publication des comptes consolidés.

#### 2.3.2.1.3 CONTRÔLE INTERNE DE LA QUALITÉ DE LA COMPTABILITÉ AU SEIN DU GROUPE

Les politiques de contrôle interne comptables sont de la responsabilité de chacune des Directions Financières des sociétés du Groupe.

### 2.3.2.2 COMPTES DE LA MAISON MÈRE EDF

#### 2.3.2.2.1 PRINCIPES ET NORMES COMPTABLES

Les comptes sociaux de la maison mère EDF sont établis conformément à la réglementation française. Les options compatibles avec les règles internationales sont privilégiées lorsque cela est possible.

Grâce à un réseau de correspondants au sein des directions opérationnelles, la traduction en comptabilité des nouvelles activités ainsi que les impacts de la transposition de nouvelles normes comptables ou nouveaux règlements sont assurés.

#### 2.3.2.2.2 PROCÉDURE D'ÉTABLISSEMENT ET DE CONTRÔLE DES COMPTES

La qualité de la production comptable des Directions est garantie par une contractualisation avec la Division Comptabilité Consolidation. Cette contractualisation donne lieu, pour chaque niveau de management, à des attestations annuelles de fin d'exercice qui fournissent l'image de la qualité comptable pour l'exercice écoulé et définissent les voies d'amélioration pour l'exercice suivant. Par ailleurs, plusieurs missions d'audit portant sur le périmètre des fonctions comptable et contrôle de gestion sont inscrites au plan d'audit du Groupe. Ainsi en 2008, des missions d'audit ont été menées sur le « Processus paie du personnel », le « Processus financier - Vente Client » et la « Maîtrise de la gestion des risques financiers ».

En complément aux comptes sociaux, conformément à la loi[1], EDF produit des comptes dissociés par domaine d'activité : production et distribution. Ces comptes sont élaborés en conformité avec les principes de dissociation et les recommandations formulées par la CRE. À partir de cette production, EDF établit selon de nouveaux critères une dissociation de l'activité Fourniture (fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité – bénéficiant de nouvelles offres commerciales, fourniture aux clients n'ayant pas exercé leur éligibilité – restés aux tarifs réglementés et fourniture de gaz). Ces comptes ont été présentés à la CRE après examen par les commissaires aux comptes. Leurs règles d'établissement devront faire l'objet d'un avis du conseil de la concurrence avant que la CRE ne se prononce sur leur validation.

#### 2.3.2.3 CONTRÔLE INTERNE DE LA QUALITÉ DE LA COMPTABILITÉ AU SEIN DE LA MAISON MÈRE EDF

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est, depuis 2007, complètement intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. En effet, le guide de contrôle interne du Groupe a été enrichi des objets de contrôle devant être mis en œuvre par l'ensemble des entités concernant la partie des processus transverses amont à la comptabilité (ventes, achats, frais de personnel, immobilisations, stocks, trésorerie, fiscalité et production comptable), ainsi que des objets de contrôle devant être mis en œuvre par les entités de production comptable décentralisées. À l'appui de ce guide de contrôle interne, un référentiel de contrôle de la qualité comptable utilisé au sein d'EDF permet, par grands processus transverses de mesurer, via des indicateurs, la qualité des informations comptables produites. Il précise notamment les critères à tester, les méthodes d'échantillonnage préconisées et le reporting à fournir. Ces éléments de mesure contribuent, pour le domaine comptable, à justifier l'auto-évaluation réalisée par les entités depuis l'année 2007.

Les procédures de contrôle de la production comptable visent à vérifier en particulier :

- l'exactitude et l'exhaustivité des enregistrements comptables ;
- la correcte évaluation des actifs et des passifs, notamment par le niveau approprié des provisions pour dépréciation et des provisions pour risques ;
- la justification régulière des comptes ;
- le respect de la séparation des exercices ;
- le respect des obligations légales ;
- la sécurisation des processus ;
- la réalisation des inventaires ;
- la prise en compte exhaustive des opérations de centralisation.

Le Guide d'application relatif au contrôle interne de l'information comptable et financière publiée, défini par l'AMF début 2007, a été pris en compte dans le Guide de contrôle interne et dans les dispositifs de contrôle interne des structures centrales de production des comptes sociaux et consolidés et dans les structures fonctionnelles contribuant à l'information financière publiée. En complément, afin de conforter l'assurance raisonnable sur la qualité des comptes publiés, un travail d'identification des comptes

1 Loi 2000-108 du 10 février 2000 modifiée par la loi 2004-803 du 9 août 2004 et la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006.

à risques selon différents critères (montants et sensibilité) a été réalisé en 2007 et 2008. Il a permis de vérifier l'adéquation entre les comptes identifiés et le dispositif de contrôle interne mis en œuvre. Ces travaux seront poursuivis en 2009 afin de prendre en compte les éventuelles évolutions au titre des comptes à risque.

#### 2.3.2.3.1 ACTIONS DE CONTRÔLE INTERNE COMPTABLES MENÉES EN 2008

Compte tenu du développement des investissements industriels relatifs au parc de production électrique prévu entre 2007 et 2012 et en accompagnement des évolutions de normes et d'organisation, les actions de renforcement de la fiabilisation du processus comptable d'investissement initiées en 2007 ont été poursuivies au cours de l'exercice 2008.

Sur la base du référentiel de sécurité financière et dans le cadre du renforcement du dispositif de contrôle interne des processus comptables, des actions d'audit sur les risques de fraudes ont été conduites dans les directions opérationnelles avec l'appui des entités comptables.

#### 2.3.2.3.2 PLAN D'ACTIONS DE CONTRÔLE INTERNE COMPTABLE 2009

La vérification de la pertinence du dispositif de contrôle au sein d'EDF sera poursuivie en 2009 dans le cadre d'une démarche conjointe associant la comptabilité, le contrôle de gestion et l'Audit interne.
Cette activité de contrôle concernera également le Centre de Services Partagés Comptable créé le 1er janvier 2009 et rattaché à la Direction des Services Partagés.

## 2.3.3 Les procédures de contrôle relatives à la conformité aux lois et aux règlements

La Direction Juridique exerce traditionnellement 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 du 1er juin 2007, 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 ;
- 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, identifient leurs besoins, en termes de sensibilisation juridique, dans les domaines qui les concernent, y compris les besoins transverses à identifier par la Direction Juridique ;
- s'assurent que leurs détenteurs de délégations de pouvoir ont reçu une formation de la Direction Juridique afin d'être en mesure, ensuite, de faire respecter, au sein de leur entité, les textes légaux et réglementaires jugés « fondamentaux ».

#### 2.3.3.1 RÉGLEMENTATION LIÉE À L'EXPLOITATION INDUSTRIELLE

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent et notamment pour le nucléaire, où deux acteurs peuvent être plus particulièrement mentionnés :

- **l'Inspecteur Général pour la Sûreté Nucléaire** (IGSN) qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires, et dont le rapport annuel est publié à l'externe ;
- **l'Inspection Nucléaire**, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités de la DPN.

La loi du 28 juin 2006 et son décret d'application du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires imposent à l'entreprise de spécifier dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'identifier, d'évaluer, de gérer et de contrôler les risques liés à l'évaluation des charges nucléaires et à la gestion des actifs de couverture. La première version du rapport, a été finalisée au mois de juin 2007 et actualisé en juin 2008 ; ce rapport comprend un volet spécifique sur le contrôle interne.

Dans les autres domaines (comme par exemple le contrôle des appareils à pression et la surveillance des barrages), chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

#### 2.3.3.2 AUTRES RÉGLEMENTATIONS

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

La mise en place de systèmes de management, en particulier dans le domaine environnemental (cf. § 2.1.2.2) et de la Santé Sécurité, a permis d'obtenir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation et d'anticiper les mises en conformité réglementaires.

## 2.3.4 Les procédures de contrôle de l'application des instructions et des orientations de la Tête de Groupe

Dans le cadre du déploiement de la nouvelle politique de contrôle interne, un diagnostic du contrôle interne de la Tête de Groupe a été mené par la Direction de l'Audit dès 2006, avec en particulier une vérification de la bonne application des décisions de la Tête de Groupe. Ceci s'est traduit par la mise en place d'un dispositif de suivi des décisions du Président.

Une décision précise depuis 2007 les modalités d'élaboration, de diffusion et de contrôle des décisions du Président Directeur Général et des Directeurs Généraux Délégués pour les comités qu'ils président. Le contrôle de leur mise en œuvre est respectivement de la responsabilité du chef de cabinet du Président Directeur Général et des secrétaires des comités correspondants, et peuvent être délégué à la Direction de l'Audit à travers notamment les audits du Programme annuel. La Direction de l'Audit rend compte dans son rapport semestriel de la mise en œuvre de ces décisions.

## 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 :

- **la communication financière :**
  Depuis son entrée en bourse en 2005, EDF a établi des procédures de nature à 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 Comité de l'Information Financière dont les principales missions sont d'assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF ainsi que d'examiner et de valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière a été mis en place. Ce comité qui comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique, est présidé par le Directeur Général Délégué Finances. Par ailleurs, une charte de déontologie boursière a été élaborée, dont l'objectif est de sensibiliser aux obligations en matière de communication financière et notamment rappeler les règles en matière de délit d'initié et de prévoir des périodes au cours desquelles les dirigeants et salariés initiés sont invités à ne pas effectuer de 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 vérifié par la CRE, qui publie les résultats de ces contrôles dans son rapport annuel ;
- **la sensibilisation des cadres dirigeants :**
  En 2008 les actions mises en œuvre les années précédentes ont été poursuivies. Ainsi, l'Intranet manager, EDF Demain, disponible pour les dirigeants d'EDF et les cadres supérieurs permet le partage d'informations telles que décisions du Président Directeur Général, référentiels de Groupe, dossiers d'actualité et éléments de langage sur ces dossiers.
  Un cycle de séminaires permet à l'ensemble des dirigeants du Groupe de partager sur les dossiers importants et les évolutions majeures du Groupe. Ainsi en 2008, les thèmes abordés ont été le fonctionnement des marchés de l'énergie, la formation des prix et le modèle d'activité du groupe EDF.

## 2.5 Les activités de pilotage de contrôle interne du Groupe

Les activités de pilotage de la Direction de l'Audit sont de trois types :

- réalisation des audits de contrôle des dispositifs de contrôle (mobilisant environ 30 % des ressources de la DAi), et des différentes autres catégories d'audits corporate, (cf. § 2.1.3.3) intégrant la prise en compte des risques, des dysfonctionnements majeurs éventuels ou des recommandations externes (cf. § 2.1.7) ;
- suivi de la mise en œuvre des recommandations de ces audits à travers un processus formalisé de clôture d'audit, qui implique la ligne managériale et les animateurs de contrôle interne de chaque entité concernée (cf. § 2.1.3.3), ces derniers étant en charge de s'assurer du pilotage des contrôles au sein de chacune des entités de leur périmètre ;
- fonctionnement d'une boucle d'amélioration et d'un retour d'expérience, à travers :
  - des synthèses semestrielles de la Direction de l'Audit qui pointent les faits saillants mais aussi, le cas échéant, les familles de dysfonctionnements récurrents apparaissant dans plusieurs audits de la période,
  - des points semestriels réalisés entre la Direction de l'Audit et chaque responsable managérial au cours desquels une analyse est partagée sur le dispositif de contrôle interne, mais également sur l'avancement des plans d'action des audits antérieurs, ainsi que sur les programmes d'audit futurs, ce qui permet de renforcer le lien entre les audits, les risques et les actions de contrôle interne,
  - une analyse qualitative des rapports annuels d'auto-évaluation par l'équipe d'expertise CI de la Direction de l'audit,
  - une mise à niveau des outils et référentiels, comme par exemple le guide de contrôle interne et le cahier des charges des audits de dispositif de contrôle interne suite aux audits menés sur la période,
  - des réunions périodiques bimestrielles du réseau des animateurs de contrôle interne du Groupe (45 personnes environ) qui permettent notamment des benchmarks et des échanges de bonnes pratiques,
  - des réunions périodiques des directeurs d'audits des grandes filiales étrangères (notamment EDF Energy, EDF Trading, EnBW, Edison) pour des échanges de bonnes pratiques et de benchmarks, ainsi que des travaux communs pour aider les directions générales de ces sociétés dans le renforcement de leurs dispositifs de contrôle interne,
  - des réunions périodiques des responsables d'équipe d'audit des directions opérationnelles (production, commerce, international et synergies groupe…) permettant notamment de coordonner les programmes d'audit et les pratiques, en ligne avec le référentiel élaboré par la Direction de l'Audit Groupe qui définit les rôles et responsabilités des équipes d'audit métier, les modalités d'établissement de leurs programmes d'audit, et les modalités de professionnalisation de leurs auditeurs,
  - un audit externe triennal des compétences et processus mis en œuvre par la DAi dans le cadre de ces différentes missions.

# 3. Dynamique d'évolution

Les différentes évolutions dans l'organisation et les modes de fonctionnement du Groupe ont permis de clarifier et de renforcer les procédures de contrôle interne. Ainsi la mise en place d'un processus de gestion et de contrôle des risques, l'affirmation de la démarche éthique, la volonté de normaliser et d'accélérer la production des comptes consolidés, la mise en œuvre d'une nouvelle politique de contrôle interne en adaptation continue pour répondre au mieux aux quatre objectifs clés préconisés par l'AMF (cf. Introduction) s'inscrivent dans cette dynamique d'amélioration continue. Après le chantier lancé en 2008 sur le diagnostic de l'efficacité du dispositif de contrôle interne des Systèmes d'Information, qui se poursuivra en 2009, le déploiement de la décision du 22 septembre 2008 relative à la bonne prise en compte de la qualité des dispositifs de contrôle interne dans le processus de gouvernance de chacune des filiales du Groupe représente un axe stratégique majeur pour l'année 2009.

*Ce rapport élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit dont l'ensemble des participants sont cités en introduction a été examiné successivement par le Comité de l'Information Financière (4 février 2009), les Directeurs Généraux Délégués, le Comité d'audit (10 février 2009) et a été approuvé par le Conseil d'administration (11 février 2009).*

Paris le 11 février 2009

Le Président Directeur Général d'EDF
Pierre GADONNEIX

# Annexe B

# ELECTRICITE DE FRANCE S.A.

22-30, avenue de Wagram – 75008 paris

## 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, pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

## Exercice clos le 31 décembre 2008

## EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2008

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. 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 2008.

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 relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, et
- d'attester que le 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 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 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 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 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 par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris-La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2009

Les Commissaires aux comptes

| **KPMG Audit**<br>***Département de KPMG S.A.*** | | **Deloitte & Associés** | |
|---|---|---|---|
| Jean-Luc Decornoy | Michel Piette | Amadou Raimi | Tristan Guerlain |

# Annexe C
# GROUPE EDF

## Mandats des administrateurs et des Directeurs Généraux Délégués exercés au cours des 5 dernières années. (hors EDF)

| | Mandats en cours | | Mandats cinq dernières années et expirés | |
|---|---|---|---|---|
| Noms | Sociétés / Organismes | Fonction | Sociétés / Organismes | Fonction |
| **Pierre Gadonneix** | Transalpina di Energia | Président du Conseil d'administration | Dalkia | Membre du Conseil de surveillance |
| | Edison | Administrateur | | |
| | Conseil Mondial de l'Énergie | Président | C3 SAS | Président |
| | Association Electra | Président du Conseil d'administration | | |
| | Conseil Économique et Social | Membre | | |
| | Fondation Nationale des Sciences Politiques | Membre du Conseil d'administration | | |
| | Comité de l'Énergie Atomique | Membre | | |
| | Banque de France | Membre du Conseil Consultatif | | |
| | Fondation EDF Diversiterre | Président du Conseil d'administration | | |
| | Assocation Group'action $CO_2$ | Président du Conseil d'administration | | |
| | Fondation européenne pour les énergies de demain (FEED) | Membre du Conseil d'administration | | |
| | Association Française du Gaz | Membre | | |
| | Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale (CNSAIV) | Membre | | |
| | Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire | Membre | | |
| **Pierre-Marie Abadie** | Direction générale de l'énergie et du climat au Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de l'Aménagement du territoire | Directeur de l'Énergie | Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières | Directeur de la Demande et des Marchés Énergétiques |
| | Agence Nationale pour la gestion des déchets radioactifs | Commissaire du gouvernement | | |
| | Areva NC | Suppléant du commissaire du gouvernement | | |
| **André Aurengo** | Service de médecine nucléaire du Groupe hospitalier Pitié-Salpêtrière | Chef du Service | Société française de radioprotection (SFRP) | Président |
| | Faculté de médecine Pierre et Marie-Curie | Professeur de biophysique | | |
| | Académie de médecine | Membre | | |
| | Haut Conseil de la Santé Publique | Membre | | |

| | Mandats en cours | | Mandats cinq dernières années et expirés | |
|---|---|---|---|---|
| Noms | Sociétés / Organismes | Fonction | Sociétés / Organismes | Fonction |
| **Bruno Bézard** | Agence des Participations de l'État (APE) au Ministère de l'Économie, de l'Industrie et de l'Emploi | Directeur Général | SNCF | Administrateur |
| | Areva | Membre du Conseil de surveillance | | |
| | La Poste | Administrateur | | |
| | Air France-KLM | Administrateur | | |
| | Fonds Stratégique d'Investissement | Administrateur | | |
| | France Télécom | Administrateur | | |
| | Grand Port Maritime de Marseille | Membre du Conseil de surveillance | | |
| | Thalès | Administrateur | | |
| | Dexia | Administrateur | | |
| **Yannick d'Escatha** | Centre National d'Études Spatiales (CNES) | Président | | |
| | Université de Technologie de Troyes | Président du Conseil d'administration | | |
| | Académie des Technologies | Membre | | |
| | Arianespace SA | Représentant permanent du CNES | École Polytechnique | Président du Conseil d'administration |
| | Arianespace Participation | Représentant permanent du CNES | | |
| | RATP | Administrateur | | |
| **Philippe Josse** | Ministère du Budget, des Comptes publics et de la Fonction publique | Directeur du budget | Défense Conseil international | Administrateur |
| | Air France-KLM | Administrateur | Société nationale immobilière | Administrateur |
| | SNCF | Administrateur | | |
| **Pierre Sellal** | Ministère des Affaires Étrangères et Européennes | Secrétaire général à compter du 14 avril 2009 Ambassadeur de France | Union Européenne | Représentant permanent de la France à Bruxelles |
| **Frank E. Dangeard** | Harcourt | Managing partner | | |
| | Calyon (Groupe Crédit Agricole) | Administrateur | | |
| | Infogrammes Entertainment | Administrateur | Eutelsat | Administrateur |
| | Symantec | Administrateur | Orange | Administrateur |
| | Moser Baer | Administrateur | Thomson | Président-Directeur Général |
| | Sonae | Administrateur | France Telecom | Directeur Général adjoint |

| | Mandats en cours | | Mandats cinq dernières années et expirés | |
|---|---|---|---|---|
| Noms | Sociétés / Organismes | Fonction | Sociétés / Organismes | Fonction |
| **Daniel Foundoulis** | Conseil National de la Consommation | Membre du bureau | | |
| | Groupe Consultatif Européen des Consommateurs Européens | Membre représentant la France | | |
| | Conseil National des associations familiales laïques | Vice-Président | | |
| | ConsoFrance | Président | | |
| **Bruno Lafont** (nommé le 20 mai 2008) | Lafarge | Président-Directeur Général | | |
| **Claude Moreau** | SCI La Maison de l'Industrie | Gérant | Commision inter-ministérielle « Véhicules propres et économes en énergie » | Président |
| | Pôle de compétitivité « Mobilité et transports Avancés » | Administrateur | | |
| **Henri Proglio** | Veolia Environnement | Président-Directeur Général | Elior | Membre du Conseil de surveillance |
| | Veolia Transport | Président du Conseil d'administration | | |
| | Veolia Water | Président du Conseil d'administration | Sarp | Administrateur |
| | Veolia Propreté | Président du Conseil d'administration | Thalès | Administrateur |
| | Dalkia | Membre des Conseils de surveillance A & B | CNP Assurances | Membre du Conseil de surveillance |
| | Dalkia France | Président du Conseil de surveillance | Veolia Environmental Services Asia | Administrateur |
| | Dalkia International | Administrateur | | |
| | Société des Eaux de Marseille | Administrateur | VES | Administrateur |
| | Sarp Industries | Administrateur | Casino Guichard Perrachon | Administrateur |
| | Veolia Environmental Services Australia | Administrateur | | |
| | Veolia Transport Australasia | Administrateur | | |
| | Veolia Environmental Services UK | Administrateur | | |
| | Siram | Administrateur | | |
| | Veolia Transport Northern Europe | Administrateur | | |
| | Veolia Environmental Services North America | Administrateur | | |
| | Veolia Environnement North America Operations | Administrateur | | |
| | Veolia Eau | Gérant | | |
| | CNP Assurances | Administrateur | | |
| | Dassault Aviation | Administrateur | | |
| | Lagardère | Membre du Conseil de surveillance | | |
| | Natixis | Membre du Conseil de surveillance | | |
| | Caisse nationale des Caisses d'Epargne | Censeur au Conseil de surveillance | | |

| | Mandats en cours | | Mandats cinq dernières années et expirés | |
|---|---|---|---|---|
| Noms | Sociétés / Organismes | Fonction | Sociétés / Organismes | Fonction |
| **Marie-Catherine Daguerre** | | | | |
| **Jacky Chorin** | | | | |
| **Alexandre Grillat** | | | | |
| **Philippe Pesteil** | | | | |
| **Maxime Villota** | | | | |
| **Jean-Paul Rignac** | | | | |
| **Daniel Camus** | | | | |
| | Dalkia | Membre du Conseil de surveillance | EDF Trading | Président du Conseil d'administration |
| | EnBW | Membre du Conseil de surveillance | | |
| | EDF Energy UK | Président du Conseil d'administration | | |
| | EDF Energy Group Holding | Président du Conseil d'administration | | |
| | EDF Energy | Président du Conseil d'administration | | |
| | EDF International | Président du Conseil d'administration | | |
| | Edison | Administrateur | | |
| | Lake Acquisitions limited | Gérant | | |
| | Morphosys | Membre du Conseil de surveillance | | |
| | SGL Carbon | Membre du Conseil de surveillance | | |
| | Transalpina di Energia | Administrateur | | |
| | Valéo | Administrateur | | |
| **Dominique Lagarde** (nommé le 20 mai 2008) | ERDF | Membre du Conseil de surveillance | | |
| **Jean-Louis Mathias** | EDF Trading | Président du Conseil d'administration | EDF Développement Environnement | Président du Conseil d'administration puis administrateur |
| | Dalkia | Membre du Conseil de surveillance | | |
| | EDF Energies Nouvelles | Administrateur | | |

# Annexe D
## GROUPE EDF

**Informations rendues publiques par le groupe EDF durant les douze derniers mois (document annuel établi en application de l'article 222-7 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers)**

## DOCUMENT ANNUEL ÉTABLI EN APPLICATION DE L'ARTICLE 222-7 DU RÈGLEMENT GÉNÉRAL DE L'AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS

En application de l'article 222-7 du Règlement général de l'AMF, le tableau suivant présente la liste de toutes les informations rendues publiques par EDF depuis le 1er janvier 2008 pour satisfaire aux obligations législatives ou réglementaires en matière d'instruments financiers, d'émetteurs d'instruments financiers et de marchés d'instruments financiers

### Informations publiées par EDF et accessibles sur les sites Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org) et/ou d'EDF (www.edf.fr)

| Information | Date |
|---|---|
| *Edison corporate capital grows by €500 million* | 02/01/2008 |
| *Edison signs a contract for the exploration of hydrocarbons in Iran* | 09/01/2008 |
| EDF Diversiterre : un nouveau statut pour la Fondation EDF | 09/01/2008 |
| *World's leading nuclear operator set to invest in four new plants in the UK after positive Government announcement* | 10/01/2008 |
| EDF Energies Nouvelles poursuit son approvisionnement en modules photovoltaïques | 14/01/2008 |
| EDF et l'État du Qatar engagent une coopération dans le domaine énergétique | 14/01/2008 |
| Le groupe ES, acteur majeur dans PEREN, réalise la plus importante installation de panneaux photovoltaïques en Alsace | 14/01/2008 |
| EDF Energies Nouvelles signe un accord avec REH pour développer la technologie CETO utilisant l'énergie des vagues | 15/01/2008 |
| *EnBW and ewb give the go-ahead for the first geothermal power plant in Baden-Württemberg* | 16/01/2008 |
| EDF accueille le docteur Pachauri, prix Nobel de la Paix, à l'occasion de la remise des Trophées du Développement Durable et annonce la création de la Fondation européenne pour les énergies de demain | 17/01/2008 |
| EDF vient de procéder avec succès à une émission obligataire d'un montant de 1,5 milliard d'euros | 18/01/2008 |
| L'énergie thermique à flamme : un atout essentiel dans le parc de production d'EDF pour répondre en temps réel aux pointes de consommation d'électricité | 22/01/2008 |
| *Edison and DEPA : Poseidon Co., a company established to build the Italy-Greece natural gas pipeline, will be operational in March* | 25/01/2008 |
| EDF lance un concours d'architecture pour promouvoir l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables dans l'habitat | 29/01/2008 |
| EDF donne accès à 1 500 MW d'électricité aux fournisseurs alternatifs en France | 31/01/2008 |
| *Edison grows to 50% of Edipower share capital* | 31/01/2008 |
| EDF et la relance de l'énergie nucléaire dans le monde | 04/02/2008 |
| EDF Energies Nouvelles — Chiffre d'affaires 2007 : 560,5 millions d'euros | 07/02/2008 |
| EDF accueille le centre européen de recherche sur l'efficacité énergétique sur son site des Renardières (77) | 11/02/2008 |
| Chiffre d'affaires annuel 2007 : 59,6 milliards d'euros, en croissance organique de 2,5 % | 13/02/2008 |
| *EDF Energy commits to social tariff for 'most vulnerable' customers until 2012* | 14/02/2008 |
| EDF signe un contrat d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié avec le groupe espagnol Gas Natural | 14/02/2008 |
| Le groupe EDF poursuit son engagement en faveur de l'insertion professionnelle des jeunes issus des quartiers en difficultés | 15/02/2008 |
| *EnBW pleased with good fiscal year 2007* | 19/02/2008 |
| Résultats 2007 : EDF affiche une nouvelle année de progression de ses performances et de développement | 20/02/2008 |
| Présentation des résultats 2007 | 20/02/2008 |
| *New date for the annual general shareholders' meeting* | 21/02/2008 |
| EDF et EDF Energies Nouvelles organisent leur développement dans les énergies réparties | 25/02/2008 |
| EDF Energies Nouvelles : résultats annuels 2007 — une nouvelle année de forte croissance | 25/02/2008 |
| ERDF : premiers comptes de la filiale de distribution d'EDF | 25/02/2008 |
| Nominations à la Présidence du Conseil de Surveillance de RTE | 27/02/2008 |
| L'énergie nucléaire : pivot d'une production d'électricité sûre, efficace, compétitive et sans $CO_2$ | 01/03/2008 |
| EDF Energies Nouvelles met en service un parc éolien de 30 MW en Grèce | 03/03/2008 |
| Le Prix Ampère – EDF de l'Académie des Sciences 2007 distingue l'astrophysicien Alfred Vidal-Madjar | 07/03/2008 |
| Enchères : 500 MW d'électricité vendus à des fournisseurs alternatifs | 12/03/2008 |
| *EDF Energy powers T5 opening* | 14/03/2008 |
| EDF Energies Nouvelles signe un accord de partenariat avec la société californienne Nanosolar | 01/04/2008 |
| Pierre Gadonneix, P-DG d'EDF, accueille Andris Piebalgs, membre de la Commission européenne, à la centrale nucléaire de Chooz (Ardennes) | 01/04/2008 |
| *The shareholders' meeting approves the 2007 Annual Report* | 02/04/2008 |
| Nominations des Directeurs Généraux délégués d'EDF | 03/04/2008 |
| Nominations au comité exécutif d'EDF | 08/04/2008 |
| EDF s'engage pour le renouvellement des savoirs en créant, sous l'égide de l'Institut de France, la Fondation européenne pour les énergies de demain | 11/04/2008 |
| Le groupe EDF en Asie du Sud-Est : un engagement durable | 13/04/2008 |
| Le chantier de construction de la future centrale hydroélectrique Nam Theun 2, conduit par EDF au Laos, franchit une étape décisive | 14/04/2008 |
| *Rating agency Standard & Poor's confirms "A-" rating and "stable" outlook for EnBW* | 14/04/2008 |

| Information | Date |
|---|---|
| EDF Energies Nouvelles va lancer la construction d'un parc éolien de 150 mégawatts en Californie | 17/04/2008 |
| EDF Energies Nouvelles met en service 152 mégawatts au Portugal | 21/04/2008 |
| EDF Energies Nouvelles signe un accord pour la livraison en 2009 d'un parc éolien de 99 MW aux États-Unis | 24/04/2008 |
| La maison bas carbone récompensée au concours d'architecture organisé par EDF autour de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables | 24/04/2008 |
| EDF Energies Nouvelles a été choisie pour la construction de cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 954 MW au Canada | 06/05/2008 |
| Information trimestrielle : Chiffre d'affaires de 18,3 milliards d'euros au 1er trimestre 2008 | 07/05/2008 |
| Chiffre d'affaires du premier trimestre 2008 d'EDF Energies Nouvelles : 139,3 millions d'euros | 07/05/2008 |
| *Figures for the 1st quarter of 2008: EnBW gets off to a good start in fiscal year 2008* | 09/05/2008 |
| *Edison's Board of Directors Reviews the Quarterly Report at March 31, 2008* | 13/05/2008 |
| *Standard&Poor's affirms Edison long terme rating at BBB+* | 21/05/2008 |
| EDF Energies Nouvelles signe un contrat de vente d'électricité pour un projet éolien de 100,5 mégawatts aux États-Unis | 29/05/2008 |
| EDF Energies Nouvelles commande à GE Energy 300 MW de turbines aux États-Unis pour 2010 | 02/06/2008 |
| EDF Energies Nouvelles et EDF Energy annoncent la création d'une joint-venture au Royaume-Uni | 05/06/2008 |
| *IGI Poseidon SA, the company that will realize the Italy-Greece natural gas pipeline, is born* | 11/06/2008 |
| Notre énergie au service du sport | 12/06/2008 |
| EDF Energies Nouvelles augmente sa participation dans Fotosolar | 13/06/2008 |
| Le groupe EDF, leader européen des énergies de demain | 13/06/2008 |
| EDF Energies Nouvelles construit la première grande centrale solaire en France | 16/06/2008 |
| EDF signe avec Gaz de France un accord pour la reprise de sa participation de 25,5 % dans le deuxième électricien belge SPE | 20/06/2008 |
| La Fondation EDF Diversiterre s'engage pour la protection de la nature et de la biodiversité en signant quatre partenariats d'envergure | 30/06/2008 |
| EDF poursuit le projet d'aménagement du terminal méthanier de Dunkerque | 03/07/2008 |
| EDF prêt à construire un nouveau réacteur nucléaire EPR en France | 03/07/2008 |
| *Fresh momentum for Edison in Greece: green light for the joint venture with Hellenic Petroleum* | 03/07/2008 |
| EDF Energies Nouvelles met en service un nouveau parc éolien au Royaume-Uni | 04/07/2008 |
| EDF Energies Nouvelles met en service l'un des plus grands parcs éoliens français | 08/07/2008 |
| Le Ministère de l'Enseignement supérieur et de la Recherche et EDF signent une convention en faveur de la maîtrise de la demande d'énergie | 10/07/2008 |
| *EnBW's bid to acquire 26% of EWE AG is accepted* | 10/07/2008 |
| EDF s'engage dans le développement de l'énergie des courants de marées | 15/07/2008 |
| *Edison makes new significant gas discovery offshore Sicily* | 22/07/2008 |
| EDF Energies Nouvelles obtient les permis de construire pour deux centrales solaires (15,3 MWc) sur l'île de La Réunion | 23/07/2008 |
| *Edison: sales revenues up 23.5% to over 5 billion euros* | 25/07/2008 |
| Le groupe EDF et EXELTIUM, s'accordent sur leur contrat de partenariat | 31/07/2008 |
| Information – Constellation Energy | 31/07/2008 |
| Résultats semestriels 2008 du groupe EDF | 01/08/2008 |
| EDF et CGNPC sont parvenus à un accord pour la construction de 2 réacteurs nucléaires de technologie EPR en Chine | 10/08/2008 |
| Information sur Constellation Energy | 13/08/2008 |
| Hausse inférieure à l'inflation des tarifs de vente de l'électricité aux particuliers | 14/08/2008 |
| Résultats semestriels 2008 : conformes au plan de marche | 29/08/2008 |
| Nomination à la Présidence du Conseil d'administration d'Electricité de Strasbourg, filiale d'EDF | 03/09/2008 |
| EDF Energies Nouvelles lance une augmentation de capital de 500 millions d'euros avec maintien du droit préférentiel de souscription | 04/09/2008 |
| EDF renforce sa participation au capital de l'électricien américain Constellation Energy | 09/09/2008 |
| Communiqué de mise a disposition du prospectus ayant reçu le visa n° 08-175 délivré par l'Autorité des marchés financiers | 11/09/2008 |
| Déclaration d'EDF sur Constellation Energy | 22/09/2008 |
| 70 000 salariés ont souscrit à l'offre réservée aux salariés 2008 | 29/09/2008 |
| *EDF Trading acquires Eagle Energy Partners I, L.P.* | 29/09/2008 |
| Répartition de l'actionnariat d'EDF Energies Nouvelles à l'issue de l'augmentation de capital | 30/09/2008 |
| *UniStar Nuclear Energy Submits License Application to NRC for Potential Third Nuclear Reactor at Nine Mile Point* | 01/10/2008 |
| EDF partenaire de la 1ère grande fête européenne de l'apprentissage | 01/10/2008 |
| Partenariat entre Renault et EDF, objectif : zéro émission | 09/10/2008 |
| EDF et PSA Peugeot Citroën, partenaires pour favoriser le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables | 09/10/2008 |
| Information – Constellation Energy | 15/10/2008 |
| Les énergies marines : une nouvelle source d'énergie renouvelable pour une production d'électricité sûre et sans $CO_2$ | 17/10/2008 |
| EDF choisit OpenHydro pour l'installation d'une première série d'hydroliennes en Bretagne | 17/10/2008 |
| 2e Energy Day : le groupe EDF à la rencontre de ses futurs ingénieurs, plus de 1 000 étudiants sont attendus au Stade de France | 21/10/2008 |
| Nominations groupe EDF | 23/10/2008 |
| EDF acquiert auprès d'ATP Oil & Gas Corporation une participation majoritaire dans des champs gaziers en mer du Nord britannique | 27/10/2008 |
| EDF Energies Nouvelles met en service 26 mégawatts au Royaume-Uni | 29/10/2008 |
| EDF anticipe l'application des nouveaux délais de paiement pour ses fournisseurs | 31/10/2008 |
| EDF, acteur responsable de la gestion des déchets issus de la production d'électricité nucléaire | 31/10/2008 |

# Annexe D

| Information | Date |
|---|---|
| L'énergie thermique à flamme : un atout essentiel dans le parc de production d'EDF pour répondre en temps réel aux pointes de consommation d'électricité | 01/11/2008 |
| EDF Energies Nouvelles commande 75 MWc supplémentaires de panneaux photovoltaïques à First Solar | 04/11/2008 |
| EDF Energies Nouvelles signe près de 1 000 MW de contrats d'exploitation-maintenance aux États-Unis | 05/11/2008 |
| EDF Energies Nouvelles - Chiffre d'affaires des 9 premiers mois 2008 : 628,6 millions d'euros | 06/11/2008 |
| Christian Buchel nommé Directeur Opérationnel d'EnBW (version anglaise) | 06/11/2008 |
| Chiffre d'affaires du groupe EDF au 30 septembre 2008 : 45,6 milliards d'euros, en croissance organique (hors effets de périmètre et de change) de +9,7% | 12/11/2008 |
| EDF confirme le calendrier annoncé de la mise en service du nouveau réacteur nucléaire EPR à Flamanville | 12/11/2008 |
| Le conseil d'administration d'Edison présente les résultats trimestriels au 30 septembre 2008 (version anglaise) | 12/11/2008 |
| *Quarterly financial results for January - September 2008: EnBW's earnings power continues to be satisfactory.* | 13/11/2008 |
| EDF poursuit le renforcement de ses capacités de production d'électricité en France | 14/11/2008 |
| EDF prend connaissance avec satisfaction des mesures annoncées en faveur du développement des énergies renouvelables dans le cadre du Grenelle de l'Environnement | 17/11/2008 |
| EDF : émission obligataire réussie de 2 milliards d'euros | 19/11/2008 |
| Enchères : 500 MW d'électricité vendus à des fournisseurs alternatifs | 20/11/2008 |
| EDF : distribution d'un acompte sur dividende de 0,64 € par action | 21/11/2008 |
| EDF investit pour renforcer ses moyens de production d'électricité en Alsace | 21/11/2008 |
| EDF lance son nouveau site Internet pour les jeunes | 25/11/2008 |
| EDF Energies Nouvelles met en service un parc éolien de 70 MW en Italie | 27/11/2008 |
| EDF : succès d'une émission obligataire de 1 milliard de Francs suisses | 28/11/2008 |
| Ventominho 240 MW - Portugal : EDF Energies Nouvelles met en service la plus grande centrale éolienne terrestre d'Europe | 02/12/2008 |
| EDF propose d'acquérir 50 % des activités nucléaires de Constellation Energy pour 4,5 milliards US$ | 03/12/2008 |
| EDF Energies Nouvelles met en service en France 52 MW éoliens le long de l'autoroute A10 | 04/12/2008 |
| EDF Energies Nouvelles prend position en Turquie et acquiert 50 % de la société Polat Enerji | 08/12/2008 |
| Constellation Energy et le groupe EDF concluent un accord définitif d'investissement | 17/12/2008 |
| EDF Energies Nouvelles inaugure la plus grande centrale solaire de France | 18/12/2008 |
| EDF s'inscrit dans les recommandations AFEP-MEDEF | 19/12/2008 |
| AREVA et EDF nouent un partenariat de long terme pour la gestion des combustibles nucléaires usés | 19/12/2008 |
| Commission Européenne : communication de griefs | 24/12/2008 |
| Baisse des températures : EDF mobilise tous les moyens de production disponibles et l'ensemble de ses équipes | 06/01/2009 |
| *Combined company will build 'on unrivalled experience of EDF and British Energy'* | 09/01/2009 |
| EDF Energies Nouvelles met en service un nouveau parc éolien de 100,5 mégawatts aux États-Unis | 14/01/2009 |
| Edison, le gouvernement égyptien et EGPC ont signé un accord sur l'exploitation du champ offshore de Abu Qir en Égypte | 15/01/2009 |
| EDF finance majoritairement par un apport en nature son investissement dans le nouvel énergéticien suisse ALPIQ Holding SA | 16/01/2009 |
| EDF : lancement avec succès de deux emprunts obligataires d'un montant total de 4 milliards d'euros | 16/01/2009 |
| Émission obligataire d'EDF | 21/01/2009 |
| EDF réalise une émission obligataire de 5 milliards de dollars | 22/01/2009 |
| Tempête dans le Sud-Ouest | 24/01/2009 |
| Nouveau champs gaziers découverts en Algérie | 26/01/2009 |
| EDF Energy accueille favorablement l'annonce gouvernementale quant au développement du nucléaire (version anglaise) | 27/01/2009 |
| Réalisation d'un deuxième EPR en France | 30/01/2009 |
| La construction du premier réacteur EPR (*European Pressurized water Reactor*) en France à Flamanville | 06/02/2009 |
| Résultats annuels 2008 : Les opérations d'EnBW continuent à être performantes | 10/02/2009 |
| EDF Energies Nouvelles : Résultats annuels 2008 en forte progression — Objectifs dépassés | 11/02/2009 |
| Résultats annuels 2008 du groupe EDF | 12/02/2009 |
| EDF Energy annonce des baisses tarifaires de l'électricité (version anglaise) | 13/02/2009 |
| Rejoindre EDF, leader européen des énergies de demain | 18/02/2009 |
| EDF et ENEL scellent un partenariat industriel pour le développement de l'énergie nucléaire en Italie au sommet Franco-Italien | 24/02/2009 |
| EDF, entreprise socialement responsable, engagée aux côtés des personnes handicapées | 25/02/2009 |
| EnBW et EWE demandent une extension de la période de procédure « *antitrust* » | 26/02/2009 |
| EnBW and Borusan ont en projet un partenariat stratégique en Turquie | 03/03/2009 |
| EDF et Toyota annoncent une démonstration à grande échelle de véhicules hybrides rechargeables à Strasbourg | 18/03/2009 |
| EDF met en place un CESU dédié à la petite enfance en présence de Laurent Wauquiez | 24/03/2009 |
| Information relative à la participation d'EDF Energies Nouvelles dans le projet Silicium de Provence | 07/04/2009 |
| Information relative au relèvement provisoire des fonctions de Pierre François et Pascal Durieux | 10/04/2009 |

## Informations déposées par EDF auprès du Greffe du Tribunal de Commerce de Paris (date d'enregistrement par le Greffe)

| Information | Date |
|---|---|
| Extrait du procès-verbal de l'Assemblée générale du 20 décembre 2007 | 07/03/2008 |
| Extrait du procès-verbal de l'Assemblée générale du 20 mai 2008 | 18/08/2008 |
| Extrait du procès-verbal de la réunion du Conseil d'administration du 3 avril 2008 | 18/08/2008 |

## Informations publiées par EDF dans le *Bulletin des annonces légales obligatoires* (BALO) et accessibles sur le site Internet du BALO (www.balo.journal-officiel.gouv.fr)

| Information | Date |
|---|---|
| Avis d'émission d'un emprunt obligataire d'un montant nominal de 1 500 000 000 euros | 04/02/2008 |
| Chiffre d'affaires annuel consolidé 2007 du Groupe | 15/02/2008 |
| Avis de réunion valant avis de convocation à l'Assemblée générale du 20 mai 2008 | 10/03/2008 |
| Avis de convocation à l'Assemblée générale du 20 mai 2008 | 21/04/2008 |
| Comptes annuels et consolidés au 31 décembre 2007 | 23/04/2008 |
| Chiffre d'affaires - 1er trimestre 2008 | 14/05/2008 |
| Chiffre d'affaires - 1er trimestre 2008 - Rectificatif | 21/05/2008 |
| Avis d'émission d'un emprunt obligataire de 600 000 000 euros | 30/05/2008 |
| Avis d'émission d'un emprunt obligataire de 1 200 000 000 euros | 30/05/2008 |
| Avis d'émission d'un emprunt obligataire de 500 000 000 livres sterling | 30/05/2008 |
| Avis d'approbation des comptes annuels 2007 par l'Assemblée générale du 20 mai 2008 | 07/07/2008 |
| Chiffre d'affaires – 1er semestre 2008 | 15/08/2008 |
| Avis de réunion valant avis de convocation à l'Assemblée générale du 20 mai 2009 | 06/03/2009 |

## Informations publiées par EDF à l'étranger

| Information | Support | Date |
|---|---|---|
| Résultats annuels consolidés 2007 | Presse quotidienne internationale | 20/02/2008 |
| Résultats annuels consolidés 2008 | Presse quotidienne internationale | 12/02/2009 |

## Publicité financière

| Information | Support | Date |
|---|---|---|
| Résultats annuels consolidés 2007 | Site Internet du groupe EDF (www.edf.fr)<br>Communiqué de presse mis en ligne sur le site Internet de l'AMF (www.amf-france.org)<br>Conférence de presse<br>Conférence analystes | 20/02/2008 |
| | Presse quotidienne nationale<br>Sites financiers | 20/02/2008 |
| Comptes consolidés au 31 décembre 2007 | Site Internet du groupe EDF (www.edf.fr) | 27/02/2008 |
| Résultats semestriels consolidés 2008 | Site Internet du groupe EDF (www.edf.fr)<br>Conférence de presse<br>Conférence analystes | 01/08/2008 |
| | Presse quotidienne nationale<br>Sites financiers | 01/08/2008 |
| Résultats annuels consolidés 2008 | Site Internet du groupe EDF (www.edf.fr)<br>Conférence de presse<br>Conférence analystes | 12/02/2009 |
| | Presse quotidienne nationale<br>Sites financiers | 12/02/2009 |
| Comptes consolidés au 31 décembre 2008 | Site Internet du groupe EDF (www.edf.fr) | 12/02/2009 |

## Informations mises à la disposition des actionnaires d'EDF dans le cadre de la tenue de ses Assemblées Générales

| Information | Date |
|---|---|
| L'invitation à l'Assemblée générale | Assemblée générale du 20 mai 2008 |
| Le texte des résolutions et l'exposé sommaire de l'activité du Groupe | Assemblée générale du 20 mai 2008 |
| Le guide de l'Assemblée générale | Assemblée générale du 20 mai 2008 |
| Rapport de gestion | Assemblée générale du 20 mai 2008 |

## Documents accessibles sur le site Internet de l'Autorité des marchés financiers (AMF) (www.amf-france.org)

| Information | Date |
|---|---|
| Document de Référence 2007 | 14/04/2008 |
| Prospectus de base | 16/05/2008 |
| Actualisation de document de référence | 26/08/2008 |
| Note d'opération – Offre Réservée aux Salariés | 26/08/2008 |
| Supplément au prospectus de base | 18/09/2008 |
| Supplément au prospectus de base | 13/11/2008 |
| Supplément au prospectus de base | 05/12/2008 |
| Supplément au prospectus de base | 14/01/2009 |

# Annexe E
# GROUPE EDF

## Comptes sociaux d'EDF SA
## et rapport des Commissaires aux comptes

États financiers 413
Comptes de résultat 413
Bilans 414
Tableaux de flux de trésorerie 416
Annexe aux comptes annuels 417
Note 1 Principes et méthodes comptables 417
1.1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE 417
1.2 CHANGEMENT DE MÉTHODE COMPTABLE 418
1.3 ESTIMATIONS DE LA DIRECTION 418
1.4 CHIFFRE D'AFFAIRES 418
1.5 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES 418
1.6 IMMOBILISATIONS CORPORELLES 419
1.7 DÉPRÉCIATION DES ACTIFS À LONG TERME 420
1.8 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES 420
1.9 STOCKS ET EN-COURS 421
1.10 CRÉANCES D'EXPLOITATION ET TRÉSORERIE 422
1.11 COMPTES DE RÉGULARISATION 422
1.12 CONVERSIONS DES DETTES ET CRÉANCES EN DEVISES 422
1.13 PROVISIONS RÉGLEMENTÉES 423
1.14 COMPTES SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS 423
1.15 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES 423
1.16 PROVISIONS ET ENGAGEMENTS EN FAVEUR DU PERSONNEL 424
1.17 INSTRUMENTS DE COUVERTURE DES RISQUES ET AUTRES INSTRUMENTS DÉRIVÉS 425
1.18 CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES 426
1.19 ACTIONS GRATUITES 426
Note 2 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes 426
2.1 RÉFORME DU RÉGIME DE RETRAITE DES INDUSTRIES ÉLECTRIQUES ET GAZIÈRES 426
2.2 CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES 427
2.3 PROLONGATION DE LA DURÉE D'APPLICATION DU TARIF RÉGLEMENTÉ TRANSITOIRE D'AJUSTEMENT DU MARCHÉ (TaRTAM) 427
Note 3 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 428
3.1 ADJUDICATIONS D'ÉLECTRICITÉ À DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS 428
3.2 ÉMISSIONS OBLIGATAIRES 428
3.3 CRISE DES MARCHÉS FINANCIERS 428
3.4 PARTENARIAT AVEC EXELTIUM 429
3.5 OFFRE RÉSERVÉE AUX SALARIÉS 429
3.6 ACQUISITION DE BRITISH ENERGY 429
3.7 ACCORDS AVEC CONSTELLATION ENERGY GROUP 430
3.8 ACCORD EDF-AREVA POUR LA GESTION DES COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES USÉS 430
Note 4 Chiffre d'affaires 431
Note 5 Subventions d'exploitation 431
Note 6 Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation 432
Note 7 Autres produits d'exploitation 432
Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 433
Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés 433
Note 10 Charges de personnel 434
Note 11 Dotations aux amortissements 434
Note 12 Dotations aux provisions 435
Note 13 Autres charges d'exploitation 435
Note 14 Résultat financier 436
Note 15 Résultat exceptionnel 436
Note 16 Impôts sur les bénéfices 437
16.1 GROUPE FISCAL 437
16.2 IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS 438
16.3 SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE OU LATENTE 438
Note 17 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles 439
Note 18 Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles 440
Note 19 Immobilisations financières 441
19.1 VARIATIONS DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES 441
19.2 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À PLUS DE 50 % 442
19.3 FILIALES ET PARTICIPATIONS DÉTENUES À MOINS DE 50 % 443
19.4 PORTEFEUILLE DE TITRES IMMOBILISÉS DE L'ACTIVITÉ DE PORTEFEUILLE (TIAP) 444
19.5 VARIATIONS DES ACTIONS PROPRES 444
Note 20 Informations concernant les entreprises liées 445
20.1 RELATIONS AVEC LES FILIALES 445
20.2 RELATIONS AVEC L'ÉTAT ET LES SOCIÉTÉS PARTICIPATIONS DE L'ÉTAT 445
Note 21 Stocks et en-cours 446
Note 22 Créances 447
Note 23 Valeurs mobilières de placement 448
Note 24 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 449
Note 25 Écarts de conversion actif et passif 449
Note 26 Variation des capitaux propres 450
Note 27 Comptes spécifiques des concessions 451

Note 28 Provisions pour risques et passifs éventuels 451

Note 29 Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction 452

29.1 PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE 452

29.2 PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS 454

29.3 SÉCURISATION DU FINANCEMENT DES OBLIGATIONS DE LONG TERME 455

Note 30 Avantages du personnel 457

30.1 PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI 457

30.2 PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ 459

30.3 HYPOTHÈSES ACTUARIELLES 460

30.4 VARIATION DE LA VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION ET DES ACTIFS DE COUVERTURE 460

Note 31 Provision pour renouvellement des immobilisations du domaine concédé 461

Note 32 Provisions pour autres charges 461

Note 33 Dettes 462

Note 34 Dettes financières 463

34.1 VARIATIONS DES DETTES FINANCIÈRES AVANT SWAPS 463

34.2 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR DEVISES AVANT ET APRÈS SWAPS 464

34.3 VENTILATION DES EMPRUNTS PAR TYPE DE TAUX D'INTÉRÊT AVANT ET APRÈS SWAPS 464

Note 35 Instruments financiers 465

35.1 INCIDENCE DES OPÉRATIONS DE GESTION FINANCIÈRE SUR LE RÉSULTAT DE L'EXERCICE 466

35.2 JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS 466

Note 36 Engagements hors bilan 467

36.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN DONNÉS 467

36.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN REÇUS 468

36.3 AUTRES NATURES D'ENGAGEMENTS 469

Note 37 Environnement 469

37.1 QUOTAS D'ÉMISSION DE GAZ À EFFET DE SERRE 469

37.2 CERTIFICATS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE 470

37.3 FONDS CARBONE 470

Note 38 Rémunération des mandataires sociaux 470

Note 39 Événements postérieurs à la clôture 471

39.1 ACQUISITION DE BRITISH ENERGY 471

39.2 LANCEMENTS D'EMPRUNTS OBLIGATAIRES 471

39.3 CONSTRUCTION D'UN SECOND EPR 471

39.4 PARTICIPATION DANS ALPIQ HOLDING SA 471

# Comptes de résultat

| *(en millions d'euros)* | Notes | 2008 | 2007 |
|---|---|---|---|
| **Production de biens (1)** | | **26 707** | **21 929** |
| **Production de services (2)** | | **12 296** | **11 709** |
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **4** | **39 003** | **33 638** |
| Production stockée | | 48 | 123 |
| Production immobilisée | | 315 | 276 |
| Subventions d'exploitation | 5 | 1 874 | 2 002 |
| Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation | 6 | 5 592 | 3 825 |
| Transferts de charges | | 101 | 86 |
| Autres produits d'exploitation | 7 | 1 034 | 535 |
| **I - TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION** | | **47 967** | **40 485** |
| **Consommations de l'exercice en provenance de tiers** | 8 | **31 060** | **24 473** |
| Achats consommés de combustibles | | 2 457 | 2 671 |
| Achats d'énergie | | 9 495 | 5 567 |
| Autres achats consommés de biens | | 3 227 | 947 |
| Achats de services | | 15 881 | 15 288 |
| **Impôts, taxes et versements assimilés** | 9 | **2 360** | **2 168** |
| Sur rémunérations | | 110 | 98 |
| Liés à l'énergie | | 882 | 669 |
| Autres | | 1 368 | 1 401 |
| **Charges de personnel** | 10 | **5 095** | **4 677** |
| Salaires et traitements | | 3 178 | 2 940 |
| Charges sociales | | 1 917 | 1 737 |
| **Dotations d'exploitation** | | **4 576** | **3 899** |
| Sur immobilisations : dotations aux amortissements | 11 | 1 742 | 1 722 |
| Sur immobilisations : dotations aux provisions pour dépréciation | 12 | 136 | 63 |
| Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation | 12 | 122 | 92 |
| Pour risques et charges : dotations aux provisions | 12 | 2 576 | 2 022 |
| **Autres charges d'exploitation** | 13 | **1 444** | **817** |
| **II - TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION** | | **44 535** | **36 034** |
| **RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)** | | **3 432** | **4 451** |
| **Opérations en commun** | | | |
| III - Bénéfice attribué ou perte transférée | | 11 | 27 |
| IV - Perte supportée ou bénéfice transféré | | 2 | 3 |
| **Produits financiers** | | | |
| Produits financiers de participations | | 1 572 | 661 |
| Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé | | 644 | 599 |
| Autres intérêts et produits assimilés | | 556 | 517 |
| Reprises sur provisions et transferts de charges | | 373 | 1 824 |
| Gains de change réalisés | | 1 751 | 854 |
| Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement | | 75 | 172 |
| **V - TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS** | | **4 971** | **4 627** |
| Dotations financières aux amortissements et provisions | | 4 781 | 2 351 |
| Intérêts et charges assimilées | | 1 520 | 1 129 |
| Pertes de change réalisées | | 1 797 | 916 |
| Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement | | 30 | 12 |
| **VI - TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES** | | **8 128** | **4 408** |
| **RÉSULTAT FINANCIER (V - VI)** | **14** | **(3 157)** | **219** |
| **RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III - IV + V - VI)** | | **284** | **4 694** |
| Produits exceptionnels sur opérations en capital | | 365 | 5 116 |
| Reprises sur provisions et transferts de charges | | 536 | 1 128 |
| **VII - TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS** | | **901** | **6 244** |
| Charges exceptionnelles sur opérations en capital : | | 199 | 4 572 |
| - Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés | | 186 | 4 572 |
| - Autres | | 13 | |
| Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions : | | 465 | 597 |
| - Dotations aux provisions réglementées | | 264 | 213 |
| - Dotations aux amortissements et autres provisions | | 201 | 384 |
| **VIII - TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES** | | **664** | **5 169** |
| **RÉSULTAT EXCEPTIONNEL (VII - VIII)** | **15** | **237** | **1 075** |
| **IX - Impôts sur les bénéfices** | 16 | **(346)** | **835** |
| **Total des produits (I + III + V + VII)** | | **53 850** | **51 383** |
| **Total des charges (II + IV + VI + VIII + IX)** | | **52 983** | **46 449** |
| **BÉNÉFICE OU PERTE** | | **867** | **4 934** |

*(1) Dont production de biens à l'exportation en 2008 : 5 729 millions d'euros.*
*(2) Dont production de services à l'exportation en 2008 : 188 millions d'euros.*

# Bilans

| ACTIF *(en millions d'euros)* | Notes | 31.12.2008 Montants bruts | Amortissements ou provisions | Montants nets | 31.12.2007 Montants nets |
|---|---|---|---|---|---|
| **Actif immobilisé** | | | | | |
| Immobilisations incorporelles | 17, 18 | 1 047 | 257 | 790 | 446 |
| Immobilisations corporelles du domaine propre | 17, 18 | | | | |
| Terrains | | 130 | 10 | 120 | 125 |
| Constructions | | 8 906 | 5 715 | 3 191 | 3 261 |
| Installations techniques, matériels et outillages industriels | | 54 891 | 36 669 | 18 222 | 18 345 |
| Autres immobilisations corporelles | | 984 | 685 | 299 | 286 |
| **Sous-total immobilisations corporelles du domaine propre** | | **64 911** | **43 079** | **21 832** | **22 017** |
| Immobilisations corporelles du domaine concédé | 17, 18 | | | | |
| Terrains | | 37 | - | 37 | 36 |
| Constructions | | 8 374 | 5 075 | 3 299 | 3 394 |
| Installations techniques, matériels et outillages industriels | | 2 740 | 1 396 | 1 344 | 1 292 |
| Autres immobilisations corporelles | | 11 | 9 | 2 | 1 |
| **Sous-total immobilisations corporelles du domaine concédé** | | **11 162** | **6 480** | **4 682** | **4 723** |
| Immobilisations corporelles en cours | 17 | | | | |
| Travaux en cours | | 3 078 | - | 3 078 | 2 148 |
| Avances et acomptes versés | | 739 | - | 739 | 401 |
| **Sous-total immobilisations corporelles en cours** | | **3 817** | **-** | **3 817** | **2 549** |
| Immobilisations incorporelles en cours | 17 | 500 | - | 500 | 332 |
| Immobilisations financières | 19, 22 | | | | |
| Participations et créances rattachées | | 35 662 | 925 | 34 737 | 30 009 |
| Titres immobilisés | | 9 887 | 1 635 | 8 252 | 8 016 |
| Prêts et autres immobilisations financières | | 7 440 | 12 | 7 428 | 10 642 |
| **Sous-total immobilisations incorporelles en cours** | | **52 989** | **2 572** | **50 417** | **48 667** |
| **TOTAL I - ACTIF IMMOBILISÉ** | | **134 426** | **52 388** | **82 038** | **78 734** |
| **Actif circulant** | | | | | |
| Stocks et en-cours | 21 | | | | |
| Matières premières | | 6 817 | 13 | 6 804 | 6 493 |
| Autres approvisionnements | | 613 | 145 | 468 | 435 |
| En-cours de production et autres stocks | | 25 | - | 25 | 17 |
| **Sous-total Stocks** | | **7 455** | **158** | **7 297** | **6 945** |
| Avances et acomptes versés sur commandes | 22 | 629 | - | 629 | 412 |
| Créances d'exploitation | 22 | | | | |
| Créances clients et comptes rattachés | | 11 422 | 174 | 11 248 | 10 273 |
| Autres créances d'exploitation | | 5 929 | 4 | 5 925 | 3 121 |
| **Sous-total Créances d'exploitation** | | **17 351** | **178** | **17 173** | **13 394** |
| Valeurs mobilières de placement | 23, 24 | 7 796 | 129 | 7 667 | 8 456 |
| Instruments de trésorerie | 22 | 399 | - | 399 | 59 |
| Disponibilités | 24 | 586 | - | 586 | 913 |
| Charges constatées d'avance | 22 | 812 | - | 812 | 454 |
| **Sous-total Autres éléments actif circulant** | | **9 593** | **129** | **9 464** | **9 882** |
| **TOTAL II - ACTIF CIRCULANT** | | **35 028** | **465** | **34 563** | **30 633** |
| **Comptes de régularisation** | | | | | |
| Charges à répartir sur plusieurs exercices (III) | | 28 | - | 28 | 13 |
| Primes de remboursement des obligations (IV) | | 82 | 27 | 55 | 34 |
| Écarts de conversion - Actif (V) | 25 | 513 | - | 513 | 35 |
| **TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)** | | **170 077** | **52 880** | **117 197** | **109 449** |

| PASSIF *(en millions d'euros)* | Notes | 31.12.2008 | 31.12.2007 |
|---|---|---|---|
| **Fonds propres** | | | |
| Capital | | 911 | 911 |
| Primes liées au capital social | | | |
| Primes d'émission | | 6 110 | 6 110 |
| Primes de fusion | | 25 | 25 |
| Écarts de réévaluation | | | |
| Réserve spéciale - Loi du 28.12.59 | | 631 | 631 |
| Réserve réglementée - Loi du 29.12.76 | | 16 | 17 |
| Réserves réglementées | | | |
| Réserve légale | | 91 | 91 |
| Report à nouveau | | 6 913 | 4 232 |
| Résultat de l'exercice | | 867 | 4 934 |
| Acomptes sur dividendes | | (1 166) | (1 057) |
| Subventions d'investissement reçues | | 55 | 47 |
| Provisions réglementées | | | |
| Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30.12.77) | | 18 | 20 |
| Amortissements dérogatoires | | 7 089 | 7 177 |
| **Sous-total Capitaux propres** | 26 | **21 560** | **23 138** |
| Comptes spécifiques des concessions | 27 | 2 038 | 2 049 |
| **TOTAL I - FONDS PROPRES** | | **23 598** | **25 187** |
| **Provisions pour risques et charges** | | | |
| Provisions pour risques | 28 | 778 | 366 |
| Provisions pour charges | | | |
| Renouvellement des immobilisations du domaine concédé | 31 | 202 | 197 |
| Aval du cycle nucléaire | 29 | 14 711 | 16 660 |
| Déconstruction et derniers cœurs | 29 | 12 469 | 12 095 |
| Avantages au personnel | 30 | 9 518 | 9 679 |
| Autres charges | 32 | 2 352 | 1 724 |
| **TOTAL II - PROVISIONS RISQUES ET CHARGES** | | **40 030** | **40 721** |
| **Dettes** | | | |
| Dettes financières | 33-34 | | |
| Emprunts obligataires | | 3 679 | 3 727 |
| Autres emprunts | | 16 873 | 11 147 |
| **Sous-total Emprunts (1)** | | **20 552** | **14 874** |
| Avances sur consommation reçues | | 158 | 152 |
| Autres dettes | | 914 | 808 |
| **Sous-total Dettes financières (2)** | | **21 624** | **15 834** |
| Avances et acomptes reçus | 33 | 3 765 | 3 330 |
| Dettes d'exploitation, d'investissement et divers | 33 | | |
| Fournisseurs et comptes rattachés | | 10 226 | 7 035 |
| Dettes fiscales et sociales | | 4 999 | 4 364 |
| Dettes sur immobilisations et comptes rattachés | | 1 448 | 859 |
| Autres dettes | | 7 056 | 8 019 |
| **Sous-total Dettes d'exploitation, d'investissement et divers** | | **23 729** | **20 277** |
| Instruments de trésorerie | 33 | 438 | 229 |
| Produits constatés d'avance | 33 | 3 796 | 3 712 |
| **TOTAL III - DETTES (3)** | | **53 352** | **43 382** |
| **Comptes de régularisation** | | | |
| Écarts de conversion - Passif (IV) | 25 | 217 | 159 |
| **TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)** | | **117 197** | **109 449** |

*(1) Dont en euros : 15 901 millions d'euros et 4 651 millions d'euros en devises.*

*(2) Dont soldes créditeurs de banques 41 millions d'euros.*

*(3) Dont dettes à plus d'un an : 18 541 millions d'euros.*

# Tableaux de flux de trésorerie

| *(en millions d'euros)* | | 2008 | 2007 |
|---|---|---|---|
| **Opérations d'exploitation** | | | |
| Résultat avant impôt | | 521 | 5 769 |
| Amortissements, provisions | | 3 294 | 260 |
| Plus- ou moins-values de cessions | | (139) | (441) |
| Élimination des produits et charges financières | | (1 206) | (795) |
| Variation du besoin en fonds de roulement | | 664 | (381) |
| **Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation** | | **3 134** | **4 412** |
| Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus | | 2 142 | 653 |
| Impôts sur le résultat payés | | (952) | (1 392) |
| **Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles** | **(A)** | **4 324** | **3 673** |
| **Opérations d'investissements** | | | |
| Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles | | (2 492) | (2 103) |
| Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles | | 76 | 233 |
| Variation d'actifs financiers | | (6 307) | 2 386 |
| **Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement** | **(B)** | **(8 723)** | **516** |
| **Opérations de financement** | | | |
| Émissions d'emprunts et conventions de placements | | 10 324 | 4 869 |
| Remboursements d'emprunts | | (2 264) | (4 735) |
| Dividendes versés | | (2 437) | (3 171) |
| Participations reçues sur les ouvrages en concession | | 15 | 12 |
| Subventions d'investissement reçues | | 16 | 3 |
| **Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement** | **(C)** | **5 654** | **(3 022)** |
| **Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie** | **(A) + (B) + (C)** | **1 255** | **1 167** |
| **Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture*** | | **(807)** | **(417)** |
| Incidence des variations de change | | (98) | 1 |
| Incidence apport trésorerie à la filiale ERDF | | 0 | (1 491) |
| Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents | | 10 | (67) |
| **TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE*** | | **360** | **(807)** |

** 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 24.*

## Annexe aux comptes annuels

ÉLECTRICITÉ DE FRANCE SA (EDF) exerce des activités de production 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 417
**1.2** Changement de méthode comptable 418
**1.3** Estimations de la Direction 418
**1.4** Chiffre d'affaires 418
**1.5** Immobilisations incorporelles 418
**1.6** Immobilisations corporelles 419
**1.7** Dépréciation des actifs à long terme 420
**1.8** Immobilisations financières 420
**1.9** Stocks et en-cours 421
**1.10** Créances d'exploitation et trésorerie 422
**1.11** Comptes de régularisation 422
**1.12** Conversions des dettes et créances en devises 422
**1.13** Provisions réglementées 423
**1.14** Comptes spécifiques des concessions 423
**1.15** Provisions pour risques et charges 423
**1.16** Provisions et engagements en faveur du personnel 424
**1.17** Instruments de couverture des risques et autres instruments dérivés 425
**1.18** Contrats de matières premières 426
**1.19** Actions gratuites 426


## 1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes annuels selon les principes et méthodes comptables définis par le plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 99-03 du Comité de la Réglementation Comptable du 29 avril 1999 et complétés des règlements subséquents.

# 1.2 Changement de méthode comptable

## Actions propres achetées dans le cadre d'une attribution aux salariés

En application de l'avis n° 2008-17 du 6 novembre 2008 du Conseil National de la Comptabilité relatif au traitement comptable des plans d'options d'achat ou de souscription d'actions et des plans d'attribution d'actions gratuites aux employés, les actions propres achetées dans le cadre d'une attribution aux salariés et affectées à un plan ne sont plus dépréciées en fonction de leur valeur de marché et la provision relative à la sortie de ressource inhérente au plan d'actionnariat salarié décidé est déterminée en fonction des services déjà rendus par le salarié.

Ce changement a conduit à reprendre par capitaux propres la quote-part de la provision, ainsi que la quote-part du produit à recevoir des filiales, comptabilisées à fin 2007 et se rapportant à la période 2008-2009, soit 75 millions d'euros nets d'impôts.

## Valorisation des titres de participations cédés

Suite à l'instruction 4 B-1-08 de l'administration fiscale parue le 4 avril 2008 sur la détermination du prix de revient des titres de participation cédés, la valorisation du prix de revient des titres cédés est désormais basée sur la méthode du Premier Entré, Premier Sorti (PEPS) et non plus sur la méthode du coût moyen unitaire pondéré.

# 1.3 Estimations de la Direction

La préparation des états financiers amène l'entreprise à procéder à ses meilleures estimations et à retenir des hypothèses qui affectent la valeur comptable des éléments d'actif et de passif, les informations relatives aux éléments d'actif et de passif éventuels, ainsi que la valeur comptable des produits et charges enregistrés durant la période. En fonction des évolutions de ces hypothèses ou des conditions économiques, les montants qui figureront dans les futurs états financiers pourraient être différents des estimations actuelles.

# 1.4 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF et refacturées aux clients finals.

EDF constate les ventes quand :
- l'existence d'un contrat est acquise ;
- 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 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 le principe de 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.

# 1.5 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de concessions, brevets et droits similaires, de droits d'exploitation, de frais de développement, de réservation de capacité de stockage, et des quotas d'émissions de gaz à effet de serre.

Une immobilisation incorporelle résultant du développement d'un projet est comptabilisée en immobilisation lorsque l'entreprise peut démontrer :
- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;

- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

En application de l'ordonnance n° 2004-330 du 14 avril 2004, l'État affecte aux exploitants depuis le 1er janvier 2005, pour une période déterminée, une quantité fixe de quotas représentatifs d'une tonne d'équivalent dioxyde de carbone.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre sont enregistrés, conformément à l'avis du Conseil National de la Comptabilité n° 2004-C du 23 mars 2004, en immobilisations incorporelles à la valeur du marché constatée à la date d'inscription des quotas dans le fichier SERINGAS géré par la Caisse de Dépôt et Consignation. La contrepartie au passif du bilan est un compte de régularisation spécifique figurant dans la rubrique « Autres dettes ».

Les immobilisations incorporelles à l'exclusion des quotas d'émission de gaz à effet de serre sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

# 1.6 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, inscrites à l'actif du bilan, sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production ou à leur valeur réévaluée, diminué du cumul des amortissements et des provisions pour dépréciation :
- la valeur d'entrée à l'actif est égale au coût réel d'achat ou à un coût de production qui comprend, outre les facturations de tiers, les moyens propres engagés directement par l'entreprise ;
- la valeur réévaluée a été déterminée conformément à la loi du 28 décembre 1959 pour les immobilisations mises en service antérieurement au 1er janvier 1960, et en application des textes législatifs et réglementaires pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1er janvier 1977.

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.

Actifs constitués en contrepartie d'une provision :

Dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs, confirmé par le règlement du Comité d'urgence n° 2005-H, des actifs ont été comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre d'obligations liées à la déconstruction des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme d'une part, et de la provision pour derniers cœurs d'autre part.

À la date de mise en service, ces actifs, classés en immobilisations corporelles, sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie.

Ils sont amortis selon la durée de vie et le mode d'amortissement des installations auxquelles ils sont associés.

Aucun actif n'a été comptabilisé lorsque l'obligation est rattachée à une installation totalement amortie.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les installations ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.
Les immobilisations corporelles d'EDF sont constituées de biens propres d'une part et de biens concédés d'autre part.

## 1.6.1 Domaine propre

Les immobilisations du domaine propre sont essentiellement constituées des installations nucléaires.

Dans le cas spécifique des centrales nucléaires en service, sont inclus dans la valeur de ces immobilisations :
- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant la dépréciation du stock résiduel de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif de la production, le coût du retraitement de ce combustible, et le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations nucléaires constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties selon la durée de vie résiduelle de la dernière tranche du palier auquel ces pièces sont destinées.

Une perte de valeur est constatée au titre des centrales thermiques à flamme mises en réserve d'exploitation pour lesquelles il existe une faible probabilité de remise en service.

## 1.6.2 Domaine concédé

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :
- les concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de Forces Hydrauliques, ayant pour concédant l'État.

### 1.6.2.1 CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Depuis la loi du 8 avril 1946, EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique d'électricité en France.

En application de la loi n° 2006-1537 relative au secteur de l'énergie du 7 décembre 2006, EDF a procédé en date du 1er janvier 2007, à la séparation juridique de son activité Distribution sur le territoire métropolitain

continental et à la création de la filiale ERDF. Depuis cette date, EDF est concessionnaire des seuls réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM).

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Les contrats de concession relèvent généralement d'un cahier des charges-type des concessions de 1992 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. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée.

#### 1.6.2.2 CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

Les contrats de concession de Forces Hydrauliques relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret.

Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines…), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs…).
Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé. Ces immobilisations corporelles sont évaluées au coût diminué du cumul des amortissements. Elles sont amorties sur leur durée d'utilité qui correspond en général à la durée des concessions.

Les évolutions réglementaires liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession conduiront à des changements d'estimation qui seront mis en œuvre dans les comptes sur l'exercice 2009.

### 1.6.3 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées sont les suivantes :

| | |
|---|---|
| • Barrages hydroélectriques : | 75 ans |
| • Matériel électromécanique des usines hydroélectriques : | 50 ans |
| • Centrales thermiques à flamme : | 30 à 45 ans |
| • Installations de production nucléaire : | 40 ans |
| • Installations de distribution (lignes, postes de transformation) : | 20 à 45 ans |

## 1.7 Dépréciation des actifs à long terme

EDF apprécie à chaque clôture des comptes et à chaque arrêté intermédiaire 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 effectué :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs 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 de trésorerie futurs actualisés ;
- 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.

Ce test de dépréciation repose sur des plans d'affaires et des hypothèses validés par la Direction.

## 1.8 Immobilisations financières

### 1.8.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation sont valorisés au coût d'acquisition réévalué le cas échéant, pour les titres entrés en portefeuille avant le 1er janvier 1977, en substituant aux valeurs historiques les valeurs vénales à fin 1976 lorsque celles-ci étaient supérieures aux premières.
Les plus- ou moins-values de cession des titres immobilisés sont évaluées sur la base de la méthode Premier Entré Premier Sorti.
Selon les dispositions de l'avis n° 2007C du 15 juin 2007 du Comité d'urgence, les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participations immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation. Les titres concernés relèvent de l'article 39.1.5 du Code général des impôts. 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 provision pour 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 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.

### 1.8.2 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'OPVCM 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, en application de l'avis n° 98-D du 17 décembre 1998 du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité.
Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application du règlement 99-03 du CRC et de l'avis n° 2005-J du 6 décembre 2005 du Comité d'urgence, 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.

### 1.8.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales. Afin de ne pas exposer le groupe au risque de change, une microcouverture peut être mise en place par l'émission de papier commercial en devises ou la mise en place de swaps de change court terme. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée ni sur le prêt ni sur l'instrument de couverture. Si la couverture n'est pas efficace, la perte de change non couverte est provisionnée en totalité.

## 1.9 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que les dépenses qui ont été encourues pour amener les stocks à l'endroit et dans l'état où ils se trouvent. Les stocks sont ensuite évalués en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

### 1.9.1 Matières et combustibles nucléaires

Les stocks de matières et de combustibles nucléaires sont constitués de matières fissiles aux différents stades d'élaboration et du combustible en réacteur et en magasin. Le cycle de fabrication des combustibles nucléaires est supérieur à un an.

Les matières et combustibles nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement…).
Le coût des stocks pour les combustibles engagés en réacteur et non encore irradiés 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 charges financières engendrées par le financement du stock des combustibles nucléaires sont enregistrées en charges de période.

Les stocks de combustibles nucléaires sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication).

EDF ne valorise pas l'uranium issu du retraitement, compte tenu des incertitudes relatives à son utilisation future.

Les consommations de combustibles nucléaires sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. 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.

### 1.9.2 Autres combustibles

Les stocks « Autres combustibles » sont constitués de matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme.
Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes.

### 1.9.3 Matières et matériel d'exploitation

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré. Les coûts d'achat directs et indirects sont inclus dans le coût d'entrée.

Les provisions constituées pour les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance dépendent du taux de rotation de ces pièces et de la durée de vie des unités de production.

Les pièces de rechange de sécurité utilisées pour les centrales nucléaires nécessitant des délais, des exigences de fabrication et des conditions d'utilisation spécifiques sont enregistrées en immobilisations corporelles.

### 1.9.4 Gaz destiné au négoce

Les stocks sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achats directs et indirects, notamment le coût de transport.

La dépréciation du stock est déterminée en fonction de la valeur de réalisation nette soit le prix de vente futur.

## 1.10 Créances d'exploitation et trésorerie

### 1.10.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, relevée et non facturée et celles relatives à l'énergie livrée non relevée et non facturée.

Une provision pour charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée est constituée pour faire face aux dépenses restant à engager.

Une provision pour dépréciation est constituée lorsque la valeur d'inventaire des créances, basée sur la probabilité de leur recouvrement déterminée statistiquement ou au cas par cas selon la typologie de créances, est inférieure à leur valeur comptable. Le risque associé aux créances douteuses est apprécié individuellement.

### 1.10.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Elles sont évaluées à la clôture à leur valeur d'utilité.
En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur d'utilité 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 gains potentiels non comptabilisés.
Les plus- ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode Premier Entré, Premier Sorti.

Les actions propres achetées dans le cadre d'une attribution aux salariés et affectées à un plan sont également comptabilisées en valeurs mobilières de placement. À compter de la date de mise en œuvre de l'avis n° 2008-17 du 6 novembre 2008 du Conseil National de la Comptabilité, ces titres ne sont plus dépréciés en fonction de leur valeur de marché.

## 1.11 Comptes de régularisation

Les primes de remboursement sont amorties linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échéances).

Les commissions et frais externes supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

## 1.12 Conversions des dettes et créances en devises

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours du 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 ».

# 1.13 Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique :
- les amortissements dérogatoires des installations de production et de distribution calculés selon le mode dégressif ;
- les amortissements accélérés des installations de désulfuration des cheminées des centrales thermiques à flamme ;
- les amortissements dérogatoires des logiciels créés par la Société.

# 1.14 Comptes spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité et aux concessions des Forces Hydrauliques.

### CONSTATATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

Ces passifs sont représentatifs des obligations contractuelles des cahiers des charges des concessions et sont annuellement présentés aux concédants :
- 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 sont constitués des rubriques suivantes :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à la date d'arrêté des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Les dotations annuelles à la provision correspondent à l'écart entre la valeur de remplacement réappréciée chaque année en date de clôture et la valeur d'origine, diminué des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée d'utilité résiduelle des biens.

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.

L'évaluation des passifs des concessions est soumise à des aléas de coûts et de décaissements.

### CONSTATATION DES PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE FORCES HYDRAULIQUES

Ces passifs sont essentiellement constitués 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.
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.

# 1.15 Provisions pour risques et charges

Les provisions pour risques et charges sont comptabilisées par l'entreprise si les trois conditions suivantes sont remplies :
- il existe une obligation actuelle vis-à-vis d'un tiers (juridique ou implicite) qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

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 éventuels changements d'estimations des provisions à long terme sont enregistrés conformément aux règlements CRC n° 2000-06 et Comité d'urgence n° 2005-H.

Les profits résultant de la sortie attendue d'actifs ne sont pas pris en compte dans l'évaluation des provisions, même si les sorties d'actifs sont étroitement liées aux événements ayant donné lieu aux provisions.

Lorsqu'il est attendu que tout ou partie de la dépense nécessaire à l'extinction d'une obligation, qui a fait l'objet d'une provision, sera remboursée par une autre partie, la créance est comptabilisée si et seulement si l'entreprise a la quasi-certitude de recevoir le remboursement.

Dans des cas extrêmement rares, 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. Les actifs et passifs éventuels ne sont pas comptabilisés.

Les provisions pour risques et charges sont notamment destinées à couvrir :
- les pertes latentes de change ;
- les charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée pour faire face aux dépenses restant à engager ;
- les pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie électrique ou de gaz :
  - les pertes sur contrats d'achat d'énergie évaluées en comparant le coût d'achat aux conditions contractuelles et le prix prévisionnel de l'électricité sur le marché européen,
  - les pertes sur contrats de vente d'énergie électrique évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût de production de l'énergie à livrer calculé par référence au coût de production nucléaire,
  - les pertes sur contrats de vente de gaz évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles avec le coût d'approvisionnement :
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution ;

Cette provision, destinée à pourvoir au financement du renouvellement des ouvrages avant le terme de la concession, est assise sur la différence entre la valeur de remplacement de ceux-ci et leur valeur brute. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et vient compléter les charges d'amortissement industriel afin d'assurer le préfinancement du renouvellement. La valeur de remplacement fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés ;
- 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 pour l'ensemble du combustible. La provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit leur degré d'irradiation ; la provision couvre également les charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires ;
- 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 coûts des révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour pertes futures relatives à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie, sont estimées en appliquant aux montants des décaissements prévus un indice d'inflation prévisionnel à long terme, et sont actualisées à partir des taux représentant la meilleure estimation d'un taux de rendement à long terme sur les marchés obligataires.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques spécifiques à la France.

Le taux est déterminé sur des séries longues d'un échantillon d'emprunts obligataires et tient compte du fait qu'une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

L'effet des changements d'estimation des provisions à long terme dont la contrepartie a été initialement enregistrée à l'actif, qu'ils soient liés à un changement de calendrier, de taux d'actualisation, d'estimation des dépenses ou d'évolutions technologiques, est imputé sur l'actif de contrepartie et au-delà sur l'actif de référence sous-jacent (centrale). La révision de ces paramètres pris isolément ou de façon combinée est susceptible d'impacter sensiblement ces estimations dans le temps.

# 1.16 Provisions et engagements en faveur du personnel

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des IEG, les agents d'EDF bénéficient d'avantages pendant leur période d'activité et d'inactivité.

## 1.16.1 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

Les engagements d'EDF en matière de retraites tels qu'ils résultent du régime spécial de retraites des Industries électriques et gazières et les avantages postérieurs à l'emploi sont décrits dans la note « Avantages du Personnel » de l'annexe pour chacun de ces engagements.

## 1.16.2 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité d'EDF relevant du régime des IEG sont accordés selon la réglementation statutaire des Industries électriques et gazières. Ils sont décrits dans la note « Avantages du Personnel » de l'annexe.

### 1.16.3 Modes 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 de l'article 335.1 alinéa 2 du Plan Comptable Général, EDF a opté au 1er janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

L'intégralité des engagements fait 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 de retraites, d'avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme en tenant compte des conditions économiques et des perspectives d'évolution de salaires.

Ainsi pour les retraites et les autres avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes, conformément à la recommandation n° 2003-R01 du CNC :

- 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 de l'évolution estimée du niveau de retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants, et prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à pension à taux plein) ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- les reversions 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 ;
- un taux d'actualisation nominal, fonction de la duration des engagements. En cohérence avec la constitution des provisions enregistrées dans les comptes consolidés du groupe EDF, le taux d'actualisation nominal retenu était de 5 % au 1er janvier 2004.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir certains engagements, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements ainsi déterminée.

Suivant la possibilité offerte par la réglementation comptable :

- pour la comptabilisation des engagements de retraite et des 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, la provision est constituée selon une méthode d'évaluation simplifiée. Ainsi, si une évaluation actuarielle selon la méthode des unités de crédit projetées est nécessaire, les écarts actuariels sans application de la règle du corridor ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision.

La charge comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge correspondant à l'acquisition des droits supplémentaires, ainsi qu'à l'actualisation financière des droits existants ;
- le produit correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs.

Les droits acquis au cours de l'exercice sont comptabilisés en dotation aux provisions et les charges d'actualisation sont enregistrées en résultat financier.

## 1.17 Instruments de couverture des risques et autres instruments dérivés

### 1.17.1 Instruments dérivés court terme de taux et de change

Les instruments court terme (swaps court terme, options, contrats de change à terme) sont évalués comme suit :

- les engagements relatifs à ces opérations sont inscrits en hors bilan pour la valeur nominale des contrats ;
- les appels de marges sont pris en compte immédiatement dans le résultat ;
- les primes payées ou encaissées sont rapportées au résultat lors du dénouement des transactions ;
- les résultats réalisés sur ces marchés sont pris en compte au dénouement ;
- les instruments dérivés de change court terme négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des marchés assimilés à des marchés organisés (présentant une forte liquidité), en portefeuille à la date d'arrêté des comptes, sont évalués par référence à leur valeur de marché à la date de clôture. Cette valeur de clôture est comparée, opération par opération, à la valeur historique des primes. En l'absence de mise en place de relation de microcouverture, la perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier. Les résultats latents sont appréciés sur la base d'une évaluation en valeur de marché.

### 1.17.2 Instruments de taux et de change de long terme

L'un des principaux objectifs du cadre de gestion financière est de minimiser l'impact des risques de change et de taux sur les capitaux propres et les résultats. En matière de risque de change, l'endettement des entités (maison mère ou filiales) est réalisé dans leur devise locale. En cas d'acquisition dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif/passif efficace est mise en place chaque fois que possible (microcouverture).

Les instruments de long terme constitués de swaps viennent corriger le résultat de change et la charge d'intérêts de la dette. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée ni sur le swap, ni sur l'emprunt. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité. Les pertes latentes de change sur les swaps non affectés à une couverture ou ne répondant pas aux critères comptables de microcouverture (par exemple swap devise / devise adossé à un emprunt) sont totalement provisionnées.

Sauf exception, les soultes prévues aux contrats sont étalées sur la durée de vie de ceux-ci. Les soultes payées ou encaissées à l'occasion de dénouements anticipés sont immédiatement rapportées au résultat.
L'ensemble de ces instruments figure dans le hors bilan financier pour la valeur des capitaux notionnels engagés et pour leur juste valeur.

## 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.

## 1.19 Actions gratuites

Dans le cadre de l'attribution d'actions gratuites aux salariés, une provision pour risques et charges, représentative de l'obligation de livrer les actions, est constituée en fonction des services déjà rendus par le salarié. Elle est évaluée sur la base :

- de l'estimation du nombre d'actions à remettre aux salariés ;
- du prix d'acquisition des actions déjà acquises, déduction faite de la dépréciation de ces actions éventuellement constatée ;
- du cours de bourse des actions restant à acquérir ou du cours d'achat à terme augmenté de la prime si l'entreprise est couverte par des achats d'options d'achat d'actions propres.

La constitution de cette provision est réévaluée à chaque arrêté précédant la livraison des actions. Cette provision est reprise lors de la livraison des actions aux salariés.

# Note 2 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

**2.1** Réforme du régime de retraite des Industries électriques et gazières 426

**2.2** Concessions de Forces Hydrauliques 427

**2.3** Prolongation de la durée d'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) 427

## 2.1 Réforme du régime de retraite des Industries électriques et gazières

### 2.1.1 Présentation de la réforme

Le décret relatif au régime spécial de retraite des agents des Industries électriques et gazières (IEG), publié au journal officiel le 22 janvier 2008, est venu, conformément au Document d'Orientation sur les Retraites du 10 octobre 2007, apporter les premières modifications au régime spécial de retraite des agents des IEG.

Les principales dispositions de ce décret concernent :

- l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à une pension à taux plein, qui est portée à 40 ans en 2012, son évolution étant par la suite identique à celle du régime des fonctionnaires d'État ;
- la mise en place d'une décote et d'une surcote des taux de pension. La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. À l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions ;
- l'indexation des pensions sur l'inflation et non plus sur le Salaire National de Base (SNB) à compter du 1er janvier 2009.

Ce décret, qui est entré en vigueur au 1er juillet 2008, a été complété par les décrets du 27 juin 2008, du 2 juillet 2008 et du 20 octobre 2008, qui traitent, entre autres points, de l'instauration d'un minimum de pension, des avantages familiaux et conjugaux, de la fixation de la limite d'âge de départ en retraite à 65 ans, de la fin de la fixation de l'âge de départ en inactivité à l'initiative de l'employeur et de la levée dans certaines conditions de la « clause des 15 ans », 15 ans représentant avant cette réforme, la durée minimale exigée pour bénéficier d'une pension de retraite des IEG.

Ces décrets ont modifié le statut des agents des Industries électriques et gazières.

Dans le cadre de cette réforme et selon les principes posés par le Document d'Orientation sur les retraites, un accord a, par ailleurs, été signé le 29 janvier 2008 pour la branche des IEG. Il prévoit les principales mesures d'accompagnement suivantes :

- des dispositions relatives aux salaires des agents : une augmentation du Salaire National de Base de 4,31 % au 1er janvier 2008, applicable aux agents actifs comme inactifs, qui se combine pour les agents actifs avec la suppression de la Prime de Compensation de la Cotisation Retraite de 2,85 %, et une revalorisation de la grille des salaires qui comprend également une revalorisation des niveaux d'embauche pour les agents d'exécution ;
- des premières dispositions en lien avec l'allongement des parcours professionnels comme la création d'échelons d'ancienneté supplémentaires ou la modification du barème des indemnités de départ en inactivité.

Au cours du second semestre 2008, comme prévu dans le document d'orientation, les négociations ont continué sur certaines mesures d'accompagnement.

Ainsi, des accords de branche et d'entreprises ont été finalisés concernant la prévoyance et la mise en place d'un régime de retraite supplémentaire obligatoire pour les agents bénéficiant du régime statutaire des IEG. Ces accords prennent effet au 1er janvier 2009 et ne génèrent pas d'engagement complémentaire pour EDF.

D'autres accords sont encore en discussion et concernent, entre autres points, la prise en compte de la spécificité des métiers ou la couverture maladie supplémentaire. Ces accords restent à finaliser sur 2009 et les incidences financières correspondantes seront comptabilisées, le cas échéant, lors de la conclusion de ces accords.

### 2.1.2 Mode de comptabilisation

Le traitement comptable retenu a conduit à considérer que :

- les textes liés à la réforme du régime des retraites et les mesures d'accompagnement décidées constituent un ensemble cohérent. Leurs incidences sur les obligations de l'entreprise doivent, en conséquence, être comptabilisées comme une seule modification de régime pour les différents engagements envers le personnel, qu'il s'agisse d'engagements à long terme ou d'engagements postérieurs à l'emploi, y compris ceux pour lesquels les impacts de ces mesures sont indirects ;
- la date de prise d'effet de l'intégralité de ces mesures a été fixée au 1er janvier 2008.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les impacts de la réforme et des mesures d'accompagnement sont enregistrés dans le compte de résultat :

- en une fois au 1er janvier 2008, pour les engagements relatifs aux droits acquis, car correspondant à une modification du coût des services passés ;
- étalés sur la durée résiduelle d'acquisition des droits pour les engagements relatifs aux droits non acquis ;
- en coût des services rendus pour les droits qui seront acquis à compter de la date de la réforme.

Pour les avantages à long terme, visés de manière indirecte dans les mesures d'accompagnement, l'impact des modifications est enregistré directement dans le résultat de la période.

L'impact de la réforme des retraites et des mesures d'accompagnement dans les comptes d'EDF au 31 décembre 2008 est un produit net de 195 millions d'euros.

## 2.2 Concessions de Forces Hydrauliques

L'article 7 de la loi n° 2006-1772 du 30 décembre 2006 sur l'eau et les milieux aquatiques a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant, institué par la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique.
L'article 33 de la loi n° 2006-1771 du 30 décembre 2006 de finances rectificative pour 2006, prévoit au profit du concessionnaire sortant le principe d'une indemnisation de la part non amortie de ses investissements réalisés durant la deuxième moitié du contrat, sans que cette durée puisse être inférieure à 10 ans, et à l'exclusion de ceux qui auraient été nécessaires à la remise en bon état des ouvrages à la fin de la concession.

Le décret d'application n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 apporte notamment des précisions sur les modalités d'indemnisation des travaux effectués lors de la deuxième moitié de la concession et réalisés antérieurement à la publication du décret. Le concessionnaire dispose d'un délai de 4 mois à compter de la publication du décret pour proposer à l'agrément du ministre les dépenses qui seront indemnisées à la fin du contrat de concession.
Lorsque les dépenses auront été définitivement agréées par l'administration, l'entreprise procédera alors aux ajustements nécessaires dans les comptes, et notamment à l'amortissement accéléré sur la durée résiduelle du contrat de la valeur nette comptable des ouvrages remis gratuitement en fin de concession.

## 2.3 Prolongation de la durée d'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

La loi n° 2008-776 de modernisation de l'économie du 4 août 2008 prolonge le dispositif du TaRTAM jusqu'au 30 juin 2010.

Outre la prolongation du dispositif du TaRTAM, cette loi prévoit également de permettre à tout consommateur final de bénéficier de ce tarif, quand bien même il ne bénéficierait pas actuellement du TaRTAM.

Cette prolongation entraîne un complément de provisions sur les comptes 2008 de 1 263 millions d'euros au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité en 2009 et 2010, partiellement compensé à hauteur de 68 millions d'euros par les refacturations attendues auprès de partenaires dans des centrales nucléaires, pour lesquels ces charges sont répercutées.

# Note 3 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

3.1 Adjudications d'électricité à des fournisseurs alternatifs 428
3.2 Émissions obligataires 428
3.3 Crise des marchés financiers 428
3.4 Partenariat avec Exeltium 429
3.5 Offre réservée aux salariés 429
3.6 Acquisition de British Energy 429
3.7 Accords avec Constellation Energy Group 430
3.8 Accord EDF-AREVA pour la gestion des combustibles nucléaires usés 430

Outre les événements décrits dans la note 2, les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2008 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

## 3.1 Adjudications d'électricité à des fournisseurs alternatifs

Conformément à la décision du Conseil de la concurrence du 10 décembre 2007, EDF a procédé :

- le 12 mars 2008, au premier appel d'offres destiné aux fournisseurs alternatifs d'électricité en France, portant sur des contrats d'approvisionnements en électricité de base, d'une durée pouvant aller jusqu'à quinze ans. Cette première adjudication a permis à cinq entreprises d'acquérir les 500 MW proposés par EDF.
- Le 19 novembre 2008, à un deuxième appel d'offres de même nature. Cette deuxième adjudication a permis à sept entreprises d'acquérir les 500 MW proposés par EDF.

## 3.2 Émissions obligataires

L'année 2008 est marquée par un appel au financement externe important dans le cadre de la centralisation croissante des financements des filiales et du financement du programme d'investissements opérationnels.

EDF a ainsi procédé au cours de l'exercice 2008 à des émissions obligataires d'un montant de 5,3 milliards d'euros, 0,9 milliard de livres sterling (1,1 milliard d'euros), 40 milliards de yens (0,2 milliard d'euros) et 1,35 milliard de francs suisses (0,9 milliard d'euros). Ces émissions ont été placées auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux.
Les émissions, d'une maturité de 5 à 20 ans, s'inscrivent dans la politique d'allongement de la durée moyenne de la dette.

## 3.3 Crise des marchés financiers

La crise financière apparue à la fin du premier semestre 2008 s'est poursuivie sur le deuxième semestre. Dans les comptes annuels, l'impact de cette crise s'est traduit par une dépréciation des titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP, voir notes 14 et 19).

## 3.4 Partenariat avec Exeltium

Suite à un dialogue approfondi avec la Commission européenne, cette dernière a confirmé en date du 30 juillet 2008 que l'accord de partenariat industriel entre EDF et Exeltium (groupement d'achat fondé par de grands industriels électro-intensifs) répondait aux attentes qu'elle avait exprimées quant à sa conformité au droit de la concurrence.

Ce contrat, qui concerne des volumes de l'ordre de 310 TWh répartis sur 24 ans, a pour objectif de permettre à Exeltium de sécuriser son approvisionnement énergétique en bénéficiant d'une visibilité sur les prix d'approvisionnement en électricité sur le long terme en contrepartie d'un partage de risques concernant le développement et l'exploitation du parc nucléaire d'EDF.

Les premières livraisons d'électricité devraient intervenir dès qu'Exeltium disposera du financement nécessaire.

## 3.5 Offre réservée aux salariés

Dans le cadre de la cession par l'État, le 3 décembre 2007, de 2,5 % du capital d'EDF à des investisseurs institutionnels français et internationaux, et selon les dispositions de la loi du 9 août 2004, une offre spécifique a été proposée aux salariés et anciens salariés d'EDF maison mère et à ceux des sociétés dont EDF détient la majorité du capital directement ou indirectement. Cette offre porte sur 8 millions d'actions existantes – cédées par l'État – représentant 15 % du nombre total d'actions cédées, soit 0,4 % du capital. L'opération a comporté deux offres qui intègrent, comme avantages consentis, des actions gratuites, des délais de paiement, et pour l'une d'entre elles, un abondement de l'entreprise dans le cadre du Plan d'Épargne Groupe.

Le prix de souscription a été fixé à 66 euros par action par arrêté ministériel. À l'issue de l'opération qui s'est terminée le 22 septembre 2008, 3,2 millions d'actions ont été souscrites. Le règlement livraison est intervenu le 30 octobre 2008.

## 3.6 Acquisition de British Energy

EDF et British Energy Group ont annoncé le 24 septembre 2008 avoir conclu un accord sur les termes de l'offre publique à faire par Lake Acquisitions Ltd, filiale à 100 % d'EDF via EDF International, pour l'acquisition de l'intégralité des actions émises ou à émettre du groupe British Energy. En appui de son engagement, Lake Acquisitions Ltd a annoncé, le 25 septembre 2008, avoir acquis 274 288 774 actions de British Energy au prix de 774 pence par action représentant environ 26,53 % du capital existant pour un montant total de 2 123 millions de livres sterling.

EDF a consenti une avance à Lake Acquisitions Ltd pour ce montant.

Le financement de l'acquisition de British Energy est assuré pour l'essentiel par un crédit syndiqué bancaire de 11 milliards de livres sterling (soit 11,6 milliards d'euros) souscrit par EDF le 23 septembre 2008. Au 31 décembre 2008, ce crédit figure en engagement hors bilan reçu.

# 3.7 Accords avec Constellation Energy Group

EDF Development Inc., filiale d'EDF International, et Constellation Energy Group (CEG) ont annoncé le 17 décembre 2008 un accord définitif aux termes duquel EDF Development Inc. s'engage à acquérir une participation de 49,99 % dans Constellation Energy Nuclear Group, entité qui regroupera les activités de production d'origine nucléaire de CEG, pour 4,5 milliards de dollars.

Dans le cadre de cet accord, EDF Development Inc. a renforcé la liquidité de CEG en faisant un apport immédiat de 1 milliard de dollars dans CEG par souscription d'actions de préférence non convertibles, nouvellement émises par CEG, rémunérées au taux de 8 % et ayant une échéance maximale au 30 juin 2010. Ces actions de préférence seront restituées à CEG :

- lors de la réalisation définitive de l'opération pour être imputées sur le prix d'achat de 4,5 milliards de dollars pour la participation de 49,99 % d'EDF dans Constellation Energy Nuclear Group ;
- ou échangées au 30 décembre 2009 contre des Senior Notes au taux de 10 % et à échéance du 30 juin 2010, dans le cas où l'acquisition de la participation de 49,99 % ne se réaliserait pas.

EDF Development Inc. a par ailleurs consenti une participation de 150 millions de dollars au remboursement de certains frais de transaction.

EDF Development Inc. et CEG ont également conclu un contrat d'option de vente valable pour une durée de 2 ans, donnant à CEG le droit de vendre à EDF Development Inc. certains actifs de production non-nucléaire dans la limite de 2 milliards de dollars, sous réserve de l'obtention des autorisations réglementaires.

EDF Development Inc. et CEG pensent obtenir les autorisations réglementaires nécessaires en vue de l'acquisition par EDF Development Inc. de sa participation dans l'activité de production et d'exploitation/commercialisation d'énergie nucléaire de CEG, et ainsi réaliser l'opération de rapprochement, dans un délai de six à neuf mois.

Dans le cadre de ces accords, EDF a apporté une garantie de paiement des obligations de la filiale EDF Development Inc. et consenti un prêt à EDF International.

# 3.8 Accord EDF-AREVA pour la gestion des combustibles nucléaires usés

EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord-cadre de coopération industrielle de long terme (2040), portant sur l'évacuation de l'ensemble des combustibles usés d'EDF, les conditions techniques et financières du transport, le traitement et le recyclage du combustible usé (2008-2012), ainsi que le montant de la soulte libératoire pour le démantèlement de l'usine AREVA de La Hague.

Cet accord-cadre, qui offre une meilleure visibilité sur les modalités futures de coopération entre EDF et AREVA, repose sur deux engagements réciproques :

- AREVA exploitera les installations de La Hague et de Melox jusqu'en 2040 dans un objectif d'amélioration continue de leur performance industrielle et économique au bénéfice d'EDF ;
- EDF utilisera lesdites installations jusqu'à cette échéance de 2040 et confiera, en conséquence, le transport des combustibles usés à AREVA.

Il s'inscrit dans le prolongement de la démarche historiquement engagée par les deux entreprises qui repose, depuis la mise en service des premières centrales nucléaires d'EDF, sur :

- la prise en charge et le transport du combustible nucléaire usé depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de La Hague ;
- la séparation des matières combustibles recyclables des résidus ultimes à l'usine de La Hague et la fourniture de combustible MOX à l'usine Melox ;
- le conditionnement et la réduction du volume des résidus ultimes qui sont soit vitrifiés (déchets de haute activité), soit compactés (moyenne activité à vie longue), permettant leur entreposage en toute sécurité dans des installations dédiées à l'usine de La Hague.

Dans l'accord de coopération industrielle du 19 décembre 2008, EDF et AREVA ont fixé le montant de la soulte à verser au titre de la Reprise et Conditionnement des Déchets anciens (RCD), de la Mise à l'Arrêt Définitif (MAD) et du Démantèlement (DEM) des installations de La Hague à 2,3 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2007.

En fonction de cet accord-cadre, le montant provisionné au titre de la soulte a été repris et comptabilisé comme une dette d'exploitation. Le montant de cette dette est réduit à 1,68 milliard d'euros hors taxe compte tenu d'avances déjà versées par EDF à AREVA.

Les deux groupes s'engagent à parvenir à une déclinaison contractuelle de cet accord-cadre d'ici le 31 décembre 2009 et notamment sur les modalités pratiques d'extinction de cette dette.

# Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Ventes d'énergie | 26 701 | 21 922 |
| Ventes de services liés à l'énergie | 11 031 | 10 551 |
| Autres ventes de biens et de services | 1 271 | 1 165 |
| **CHIFFRE D'AFFAIRES** | **39 003** | **33 638** |

Le chiffre d'affaires est en progression de 15,9 % par rapport à celui de l'exercice 2007. Cette augmentation résulte principalement :
- d'un accroissement des ventes d'électricité en France reflétant notamment l'augmentation des tarifs réglementés au 15 août 2008 ;
- d'une augmentation des ventes réalisées vers la filiale EDF Trading, des ventes aux enchères d'électricité et des ventes de gaz.

# Note 5 Subventions d'exploitation

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| **SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES** | **1 874** | **2 002** |

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la « Contribution au Service Public de l'Électricité » (CSPE) instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003. Cette contribution, due par le consommateur final, est recouvrée par les opérateurs de réseau ou les fournisseurs d'électricité qui procèdent à sa liquidation auprès de la Caisse des Dépôts et Consignations. Elle compense les surcoûts résultant des obligations d'achat, les surcoûts de la production dans les zones non interconnectées au réseau continental, les coûts des tarifs d'énergie « Produit de première nécessité » et les coûts du dispositif « Pauvreté et précarité ».

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 1 866 millions d'euros en 2008 contre 1 993 millions d'euros en 2007. La hausse des prix de marché de l'électricité entre ces deux périodes a en effet entraîné une baisse de la subvention relative aux obligations d'achat.

# Note 6 Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| **Reprise de provisions pour risques** | **118** | **193** |
| Pensions et obligations assimilées | 1 101 | 1 202 |
| Renouvellement des immobilisations du domaine concédé | 4 | 10 |
| Gestion du combustible nucléaire usé (1) | 2 955 | 668 |
| Gestion à long terme des déchets radioactifs (2) | 134 | 535 |
| Déconstruction des centrales | 304 | 150 |
| Derniers cœurs | 111 | 52 |
| Autres provisions pour charges (3) | 743 | 643 |
| **Reprise de provisions pour charges** | **5 352** | **3 260** |
| **Reprise d'amortissement du financement du concédant** | **4** | **-** |
| **Reprise de provisions pour dépréciation** | **118** | **372** |
| **TOTAL** | **5 592** | **3 825** |

*(1) Dont 2 300 millions d'euros en 2008 résultant de l'accord-cadre EDF-AREVA en contrepartie de l'enregistrement en charges de la soulte relative au démantèlement de l'usine de La Hague (voir note 8).*

*(2) Dont 394 millions d'euros en 2007 de reprise liée à l'application de la nouvelle définition du cycle d'exploitation donnée par la loi du 28 juin 2006.*

*(3) Dont 497 millions d'euros en 2008 de reprise relative à la provision concernant le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) contre 470 millions d'euros en 2007.*

# Note 7 Autres produits d'exploitation

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| **AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION** | **1 034** | **535** |

Sont comptabilisées notamment dans cette rubrique, en application de l'avis du Comité d'urgence n° 2004-C du 23 mars 2004, les reprises des quotas d'émission de gaz à effet de serre alloués par l'État pour l'année écoulée. Ces dernières ont augmenté de 306 millions d'euros essentiellement suite à la hausse du prix des quotas.

# Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Achats consommés de combustibles | 2 457 | 2 671 |
| Achats d'énergie (1) | 9 495 | 5 567 |
| Autres achats consommés de biens (2) | 3 227 | 947 |
| Achats de services (3) | 15 881 | 15 288 |
| **TOTAL** | **31 060** | **24 473** |

*(1) L'augmentation des achats d'énergie concerne principalement les achats d'électricité à EDF Trading, les achats de gaz et les obligations d'achats.*

*(2) Suite à l'accord-cadre EDF-AREVA, la soulte libératoire de 2 300 millions d'euros relative au démantèlement de l'usine de La Hague est constatée en charges.*

*(3) Cette rubrique porte notamment les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF.*

# Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Impôts et taxes sur rémunérations | 110 | 98 |
| Impôts et taxes liés à l'énergie (1) | 882 | 669 |
| Taxes professionnelles (2) | 807 | 882 |
| Taxes foncières | 254 | 252 |
| Autres impôts et taxes | 307 | 267 |
| **IMPÔTS, TAXES ET VERSEMENTS ASSIMILÉS** | **2 360** | **2 168** |

*(1) Dans le cadre du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), une contribution de 426 millions d'euros a été comptabilisée en 2008 contre 221 millions d'euros en 2007.*

*(2) La diminution des taxes professionnelles est liée au dégrèvement complémentaire au titre des exercices 2007 et 2008.*

# Note 10 Charges de personnel

## SALAIRES ET CHARGES

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Salaires et traitements | 3 178 | 2 940 |
| Charges sociales | 1 917 | 1 737 |
| **CHARGES DE PERSONNEL** | **5 095** | **4 677** |

L'augmentation des charges de personnel résulte principalement des mesures d'accompagnement liées à la réforme des retraites. Par ailleurs, dans le cadre de l'offre réservée aux salariés en 2008, un abondement a été versé aux salariés pour un montant de 35 millions d'euros.

## EFFECTIFS MOYENS

| | 2008 | | | 2007 |
|---|---|---|---|---|
| | Statut IEG | Autres | Total | Total |
| Cadres | 20 749 | 226 | 20 975 | 20 282 |
| Exécutions, Agents de maîtrise et Techniciens | 37 840 | 316 | 38 156 | 38 496 |
| **EFFECTIFS MOYENS** | **58 589** | **542** | **59 131** | **58 778** |

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

# Note 11 Dotations aux amortissements

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles | 90 | 75 |
| Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles : | | |
| - domaine propre | 1 481 | 1 481 |
| - domaine concédé (1) | 169 | 163 |
| **Sous-total** | **1 650** | **1 644** |
| **Dotations aux amortissements des immobilisations** | **1 740** | **1 719** |
| **Dotations aux amortissements des frais d'émission d'emprunts et autres charges à étaler** | **2** | **3** |
| **TOTAL** | **1 742** | **1 722** |

*(1) Les dotations relèvent du domaine de concession « Forces Hydrauliques » et des concessions « Distribution publique » du Système Énergétique Insulaire.*

# Note 12 Dotations aux provisions

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| **Provisions pour risques** | **53** | **153** |
| Pensions et obligations assimilées | 448 | 453 |
| Renouvellement des immobilisations du domaine concédé | 13 | 14 |
| Gestion du combustible nucléaire usé | 413 | 500 |
| Gestion à long terme des déchets radioactifs (1) | 21 | 143 |
| Déconstruction des centrales | 127 | 70 |
| Autres provisions pour charges (2) | 1 501 | 689 |
| **Provisions pour charges** | **2 523** | **1 869** |
| **Provisions pour dépréciation** | **258** | **155** |
| **TOTAL** | **2 834** | **2 177** |

*(1) Dont 132 millions d'euros en 2007 de dotations complémentaires liées à des changements d'estimation de la provision pour la gestion à long terme des déchets radioactifs de haute et moyenne activité à vie longue.*

*(2) Dont 1 263 millions d'euros de dotations complémentaires en 2008 suite à la prolongation du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) jusqu'en 2010. En 2007, date de sa mise en application, le montant de la dotation s'élevait à 497 millions d'euros.*

# Note 13 Autres charges d'exploitation

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Émissions de gaz à effet de serre | 396 | 64 |
| Autres charges d'exploitation | 1 048 | 753 |
| **TOTAL** | **1 444** | **817** |

L'augmentation des charges d'émissions de gaz à effet de serre résulte de la hausse du prix des quotas d'émission.

# Note 14 Résultat financier

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Charges sur dettes financières long terme | (823) | (681) |
| Charges sur passifs financiers court terme | (22) | (364) |
| Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement | (30) | (12) |
| Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé | 644 | 599 |
| Produits des actifs financiers court terme | 205 | 298 |
| Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement | 75 | 172 |
| **Frais Financiers Nets** | **49** | **12** |
| Pertes de change réalisées | (1 797) | (916) |
| Gains de change réalisés | 1 751 | 854 |
| **Résultat de change** (1) | **(46)** | **(62)** |
| Autres produits financiers | 351 | 219 |
| Autres charges financières | (675) | (84) |
| Dotations financières aux amortissements et provisions (2) | (4 781) | (2 351) |
| Produits financiers de participations (3) | 1 572 | 661 |
| Reprises de provisions et transferts de charges (4) | 373 | 1 824 |
| **Autres produits et charges financiers** | **(3 160)** | **269** |
| **RÉSULTAT FINANCIER** | **(3 157)** | **219** |

*(1) Le résultat de change de (46) millions d'euros en 2008 s'explique principalement par une perte de change nette de 41 millions d'euros après couverture économique des prêts accordés à EDF Energy.*

*(2) En 2008, ce poste comprend des dotations aux provisions pour dépréciation des actifs dédiés pour un montant de 1 408 millions d'euros et des titres d'EDF International pour un montant de 396 millions d'euros. Par ailleurs, ce poste comprend les charges d'actualisation relevant des provisions long terme (nucléaire et avantages au personnel) et les pertes de change latentes.*

*(3) En 2008, ce poste inclut notamment 581 millions d'euros de dividendes reçus d'EDF International, 227 millions d'euros d'ERDF et 195 millions d'euros d'EDF Holding, sans équivalent en 2007.*

*(4) La provision sur les titres EDF International a fait l'objet d'une reprise en 2007 à hauteur de 1 521 millions d'euros.*

# Note 15 Résultat exceptionnel

En 2008, le résultat exceptionnel représente un produit de 237 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- la cession de titres ARCELOR MITTAL a généré une plus-value de 121 millions d'euros ;
- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles s'élèvent à 88 millions d'euros ;
- la reprise du supplément d'amortissement dégagé par la réévaluation de 1976 est de 32 millions d'euros ;
- les cessions d'immobilisations corporelles ont dégagé une plus-value de 22 millions d'euros, liée aux cessions immobilières.

En 2007, le résultat exceptionnel représente un produit de 1 075 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- suite à la filialisation de l'activité distribution par apport partiel d'actifs au 1er janvier 2007, les passifs correspondant aux écarts de réévaluation 1976, aux subventions et aux amortissements dérogatoires se rapportant aux biens apportés sont devenus sans objet et ont été repris en produits exceptionnels pour 699 millions d'euros ;
- les cessions d'immobilisations corporelles ont dégagé une plus-value de 153 millions d'euros, dont 124 millions d'euros pour l'apport fait à SOFILO et 23 millions d'euros pour les autres cessions immobilières ;
- une charge nette de 129 millions d'euros a été comptabilisée afin de couvrir les charges liées à l'actionnariat salarié ;
- la cession de bons de souscription et de titres Edison a dégagé une plus-value de 111 millions d'euros ;
- les cessions d'OPCVM ont généré une plus-value nette de 95 millions d'euros ;
- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles s'élèvent à 78 millions d'euros ;
- la reprise du supplément d'amortissement dégagé par la réévaluation de 1976 est de 34 millions d'euros.

En 2007, la filialisation de l'activité distribution a conduit à l'enregistrement de la valeur nette comptable des éléments d'actifs pour un montant de 3 362 millions d'euros, tant en charges qu'en produits de cessions. Cet enregistrement est neutre sur le résultat exceptionnel.

# Note 16 Impôts sur les bénéfices


**16.1** Groupe fiscal 437

**16.2** Impôt sur les sociétés 438

**16.3** Situation fiscale différée ou latente 438


## 16.1 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 2008 a été modifié compte tenu des évolutions du groupe EDF et comprend les filiales suivantes :

- EDEV, EDEV Téléservices (Edelia), EDF Optimal Solutions (ex-C21), Dunkerque LNG, Cofiva, EDF Partenariats Services, Everbat, H4, Hydrostadium, SAE, Safidi, SCS, Shema, Sodetrel, Synergrid, HTMS, Eco-Alternative ;
- RTE EDF Transport, @rteria, RTE International SAS ;
- ERDF ;
- CSR, EDF International, GGF, Sapar, EDF Holding SAS ;
- C2, C3, C4, C9, C13, C14, C15, C16, C17, C22, IES France, EDF Assurances ;
- EDF PEI SAS, EDF PEI Corse du Sud, EDF PEI Pointe-Jarry, EDF PEI Degrad des Cannes, EDF PEI Bellefontaine, EDF PEI Port Est, EDF PEI Haute-Corse ;
- Sofilo, Immobilière Montpellier Comédie, Immobilière Wagram Étoile.

# 16.2 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, de l'Imposition Forfaitaire Annuelle, des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'Impôt sur les sociétés du groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle était 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.

En 2008, le résultat du groupe fiscal est bénéficiaire. L'impôt sur les sociétés exigible, relatif au groupe fiscal, s'élève à 356 millions d'euros.

La société intégrante EDF enregistre un produit d'impôt de 346 millions d'euros. Ce produit se décompose comme suit :

- 310 millions d'euros au titre du résultat fiscal déficitaire 2008, EDF étant tête de groupe fiscal ;
- 24 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale ;
- 12 millions d'euros au titre d'ajustements sur exercice antérieur.

Au cours de l'année 2008, EDF a fait l'objet d'un contrôle fiscal portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006.
En fin d'année, une proposition de rectification a été adressée à EDF au titre des exercices 2004 et 2005, avec pour conséquence un rappel de droits de 219 millions d'euros, pénalités de retard incluses. EDF conteste l'ensemble des propositions de rectifications notifiées.

# 16.3 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 et les impôts différés et latents évoluent comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | Variation | 2007 |
|---|---|---|---|
| **1. Différences temporaires générant un actif d'impôt** | | | |
| - Provisions non déductibles [1] | (12 968) | (1 610) | (11 358) |
| - Instruments financiers et écarts de conversion | (2 011) | (667) | (1 344) |
| - Autres | (145) | (49) | (96) |
| **Total base d'impôt actif au taux normal** | **(15 124)** | **(2 326)** | **(12 798)** |
| **2. Différences temporaires générant un passif d'impôt** | | | |
| - Instruments financiers et écarts de conversion | 3 342 | 2 723 | 619 |
| - Autres | 10 | 10 | |
| **Total base d'impôt passif au taux normal** | **3 352** | **2 733** | **619** |
| - Plus-values en sursis d'imposition nettes de moins-values | 79 | - | 79 |
| **Total base passif d'impôt au taux réduit** | **79** | **-** | **79** |
| **Situation fiscale différée (en base)** | **(11 693)** | **407** | **(12 100)** |
| Dette (créance) future d'impôt au taux de droit commun | (4 058) | 143 | (4 201) |
| Dette (créance) future d'impôt au taux réduit | 1 | - | 1 |

*(1) Concerne principalement les avantages au personnel postérieurs à l'emploi.*

# Note 17 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

| *(en millions d'euros)* | Valeur brute au 31.12.2007 | Augmentation | Diminution | Valeur brute au 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|
| **Immobilisations incorporelles** | | | | |
| Logiciels | 368 | 87 | 42 | 413 |
| Autres [1] | 291 | 403 | 60 | 634 |
| **Sous-total** | **659** | **490** | **102** | **1 047** |
| **Immobilisations corporelles du domaine propre** | | | | |
| Terrains | 135 | 5 | 10 | 130 |
| Constructions | 8 855 | 137 | 86 | 8 906 |
| Tranches de production nucléaire | 44 614 | 702 | 251 | 45 065 |
| Matériel et outillage industriel hors réseau | 8 792 | 529 | 74 | 9 247 |
| Réseau du domaine propre | 559 | 20 | - | 579 |
| Autres immobilisations corporelles | 968 | 102 | 86 | 984 |
| **Sous-total** | **63 923** | **1 495** | **507** | **64 911** |
| **Immobilisations corporelles du domaine concédé [2]** | | | | |
| Terrains | 36 | 1 | - | 37 |
| Constructions | 8 358 | 23 | 7 | 8 374 |
| Matériel et outillage industriel hors réseau | 967 | 8 | 4 | 971 |
| Réseau du domaine concédé | 1 673 | 109 | 13 | 1 769 |
| Autres immobilisations corporelles | 12 | 1 | 2 | 11 |
| **Sous-total** | **11 046** | **142** | **26** | **11 162** |
| **Immobilisations en cours** | | | | |
| Immobilisations corporelles [3] | 2 145 | 2 503 | 1 570 | 3 078 |
| Immobilisations incorporelles | 332 | 261 | 93 | 500 |
| Pré-investissements | 3 | | 3 | - |
| Avances et acomptes versés sur commandes | 401 | 338 | - | 739 |
| **Sous-total** | **2 881** | **3 102** | **1 666** | **4 317** |
| **TOTAL GÉNÉRAL** | **78 509** | **5 229** | **2 301** | **81 437** |

*(1) L'augmentation de 403 millions d'euros comprend 302 millions d'euros liés à l'allocation par l'État des quotas de gaz à effet de serre en 2008.*

*(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent du Système Énergétique Insulaire ainsi que des concessions Forces Hydrauliques.*

*(3) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements nucléaires des centrales existantes, la construction de la centrale EPR à Flamanville et la rénovation des centrales thermiques.*

Le montant des immobilisations mises en service au cours de l'exercice apparaît pour l'essentiel en diminution des immobilisations en cours.

# Note 18 Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles

| *(en millions d'euros)* | Montants cumulés au 31.12.2007 | Augmentation | Diminution | Montants cumulés au 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|
| **Immobilisations incorporelles** | | | | |
| Logiciels | 167 | 90 | 42 | 215 |
| Autres | 46 | 12 | 16 | 42 |
| **Sous-total** | **213** | **102** | **58** | **257** |
| **Immobilisations corporelles du domaine propre** | | | | |
| Terrains et constructions | 5 604 | 195 | 74 | 5 725 |
| Tranches de production nucléaire | 28 826 | 1 262 | 373 | 29 715 |
| Matériel et outillage industriel hors réseau | 6 560 | 218 | 75 | 6 703 |
| Réseau du domaine propre | 234 | 17 | 0 | 251 |
| Autres immobilisations corporelles | 682 | 64 | 61 | 685 |
| **Sous-total** | **41 906** | **1 756** | **583** | **43 079** |
| **Immobilisations corporelles du domaine concédé** | | | | |
| Terrains et constructions | 4 964 | 115 | 4 | 5 075 |
| Matériel et outillage industriel hors réseau | 718 | 14 | 3 | 729 |
| Réseau du domaine concédé | 630 | 48 | 11 | 667 |
| Autres immobilisations corporelles | 11 | 0 | 2 | 9 |
| **Sous-total** | **6 323** | **177** | **20** | **6 480** |
| **TOTAL GÉNÉRAL** | **48 442** | **2 035** | **661** | **49 816** |

# Note 19 Immobilisations financières


**19.1** Variations des immobilisations financières 441

**19.2** Filiales et participations détenues à plus de 50 % 442

**19.3** Filiales et participations détenues à moins de 50 % 443

**19.4** Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) 444

**19.5** Variations des actions propres 444


## 19.1 Variations des immobilisations financières

| *(en millions d'euros)* | Valeur brute au 31.12.2007 | Augmentation | Diminution | Reclassement | Valeur brute au 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|
| Participations [1] | 30 462 | 3 342 | 33 | (345) | 33 426 |
| Créances rattachées aux participations [2] | 8 | 2 231 | 3 | - | 2 236 |
| Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille [3] | 8 054 | 7 208 | 5 529 | - | 9 733 |
| Autres titres immobilisés | 147 | 273 | 266 | - | 154 |
| Prêts [4] | 139 | 137 | 145 | - | 131 |
| Prêts aux filiales [5] | 9 812 | 1 256 | 3 480 | (393) | 7 195 |
| Dépôts et cautionnements et autres [6] | 712 | 740 | 718 | (620) | 114 |
| **Total** | **49 334** | **15 187** | **10 174** | **(1 358)** | **52 989** |

| *(en millions d'euros)* | Valeur au 31.12.2007 | Dotations | Reprises | Reclassement | Valeur au 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|
| Provisions sur participations et créances rattachées [7] | (461) | (464) | - | | (925) |
| Provisions sur TIAP et autres titres immobilisés [8] | (185) | (1 477) | 27 | | (1 635) |
| Provisions sur prêts et autres immobilisations | (21) | (1) | 10 | | (12) |
| **Total** | **(667)** | **(1 942)** | **37** | **-** | **(2 572)** |
| **VALEUR NETTE** | **48 667** | | | | **50 417** |

*(1) La variation de ce poste correspond, pour l'essentiel :*
*a. à l'augmentation du capital de C3 pour 2 806 millions d'euros. Cette holding détient les titres d'EDF Investissements Groupe (EIG), société de financement des filiales du Groupe ;*
*b. à l'augmentation du capital d'EDEV par un apport en numéraire d'un montant de 415 millions d'euros et par une capitalisation de créance d'un montant de 393 millions d'euros (reclassement) ;*
*c. à l'augmentation du capital d'EDF Production Insulaire pour 100 millions d'euros ;*
*d. au remboursement de la prime d'apport de Wagram Holding 3 pour 598 millions d'euros par le compte courant (reclassement) ;*
*e. à la réduction du capital d'IEB pour 141 millions d'euros (reclassement).*

*(2) Ce poste correspond essentiellement à une avance de 2 123 millions de livres sterling (soit 2 229 millions d'euros au 31 décembre 2008) accordée à Lake Acquisitions afin de financer l'achat des titres British Energy en septembre 2008.*

*(3) Ce poste regroupe, au 31 décembre 2008, pour 9 201 millions d'euros les investissements financiers participant au financement des opérations provisionnées au passif du bilan et relatives à :*
*- l'aval de cycle du combustible nucléaire ;*
*- la déconstruction des centrales nucléaires ;*
*- le retraitement du combustible des derniers cœurs et la gestion à long terme des déchets radioactifs correspondants.*
*De plus, il comprend un portefeuille d'actions constitué pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante. Au 31 décembre 2008, ce portefeuille de 473 millions d'euros se compose principalement d'actions Veolia Environnement.*

*(4) Ce poste correspond pour 95 millions d'euros aux prêts accordés aux salariés dans le cadre de l'offre de souscription d'actions qui leur a été réservée en 2008.*

*(5) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2008 est de 7 195 millions d'euros, dont 4 169 millions d'euros pour le prêt accordé à RTE SA, 1 062 millions d'euros pour EDF International, 829 millions d'euros pour EDF Energy, 531 millions d'euros pour la société C3. Les mouvements sont également affectés des effets de change de l'exercice. Le prêt consenti à EDF International s'inscrit dans le cadre des accords conclus entre le groupe EDF et Constellation Energy Group.*

*(6) Le reclassement de 620 millions d'euros en dette d'exploitation est consécutif à l'accord-cadre EDF-AREVA.*

*(7) Des dotations complémentaires ont été enregistrées sur les titres IEB pour 62 millions d'euros et sur les titres EDF International pour 396 millions d'euros.*

*(8) La variation de ce poste résulte de la dépréciation des actifs dédiés à hauteur de 1 408 millions d'euros.*

# 19.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

| Raison sociale<br>*(en millions d'euros)* | Valeur brute comptable des titres détenus | Provisions dépréciations 31.12.2008 | % du capital détenu | Capitaux propres 2007 | Résultat de l'exercice 2007 | Dividendes reçus en 2008 | Chiffre d'affaires 2007 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **I. Filiales** | | | | | | | |
| *** Sociétés Holdings** | | | | | | | |
| EDEV | 1 268 | | 100 | 607 | 69 | - | 4 |
| EDF International | 13 309 | 612 | 100 | 12 226 | 1 962 | 581 | - |
| MNTC Holding | 1 076 | | 100 | 1 222 | 35 | - | - |
| EDF Production Électrique Insulaire SAS | 105 | | 100 | 5 | (1) | - | - |
| EDF Holding SAS | 1 950 | | 100 | 2 155 | 205 | 195 | - |
| Société Holding Wagram 3 | 834 | | 100 | 1 504 | 108 | 118 | - |
| Société Holding Wagram 4 | 1 661 | | 100 | 1 914 | 26 | | - |
| *** Sociétés Immobilières** | | | | | | | |
| GGF | 471 | | 100 | 399 | 30 | 40 | 25 |
| SOFILO | 937 | | 100 | 792 | 43 | 79 | 98 |
| *** Sociétés industrielles et commerciales** | | | | | | | |
| **En France** | | | | | | | |
| Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim | 3 | | 50 | 11 | ns | - | 2 |
| Centrale Sidérurgique de Richemont (CSR) | 152 | 152 | 100 | 9 | (3) | - | 1 |
| Edenkia | ns | | 50 | ns | ns | ns | |
| Dalkia Investissement | 200 | | 50 | 245 | 20 | 10 | 10 |
| RTE SA | 4 030 | | 100 | 4 693 | 387 | 232 | 4 125 |
| ERDF | 2 700 | | 100 | 3 009 | 302 | 227 | 10 808 |
| **À l'étranger** | | | | | | | |
| EDF Belgium | 26 | | 100 | 54 | 13 | 4 | 328 |
| Électricité d'Emosson SA | 14 | | 50 | 85 | ns | - | 23 |
| Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI) | 3 | | 50 | 10 | ns | - | 5 |
| Forces Motrices du Chatelôt | 1 | | 50 | 9 | ns | - | 3 |
| *** Sociétés et Établissements financiers** | | | | | | | |
| Société Anonyme de Gestion et de Contrôle des Participations (Sapar Finance) | 15 | | 100 | 16 | 1 | 1 | - |
| C3 | 2 996 | | 100 | 157 | (16) | - | - |
| *** Autres (GIE Eifer)** | **42** | **41** | | | | | |
| **TOTAL I** | **31 793** | **805** | | | | **1 487** | |

*ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).*

# 19.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

| Raison sociale<br>*(en millions d'euros)* | Valeur brute comptable des titres détenus | Provisions dépréciations 31.12.2008 | % du capital détenu | Capitaux propres 2007 | Résultat de l'exercice 2007 | Dividendes reçus en 2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Report des filiales Total I** | **31 793** | **805** | | | | **1 487** |
| **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** | | | | | | |
| Dalkia International | 425 | | 24 | 1 807 | 26 | 4 |
| Dalkia Holding | 897 | | 34 | 1 382 | 211 | 43 |
| **À l'étranger** | | | | | | |
| Italenergia Bis | 184 | 115 | 18 | 1 208 | 120 | 21 |
| **Total II.1** | **1 506** | **115** | | | | **68** |
| **II.2** Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont : | | | | | | |
| AREVA | 123 | | 2 | 2 710 | 726 | 6 |
| Autres | 3 | | | | | |
| **À l'étranger** | | | | | | |
| Force Motrice de Mauvoisin | 1 | | 10 | 71 | 3 | |
| **Total II.2** | **127** | **0** | | | | **6** |
| **TOTAL II** | **1 633** | **115** | | | | **74** |
| **TOTAL BRUT DES FILIALES ET PARTICIPATIONS** | **33 426** | **920** | | | | **1 561** |
| **TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS** | **32 506** | | | | | |

# 19.4 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

| (en millions d'euros) | Montants à l'ouverture de l'exercice | | | Montants à la clôture de l'exercice | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Valeur comptable brute | Valeur comptable nette | Juste valeur | Valeur comptable brute | Valeur comptable nette | Juste valeur |
| **VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP** | **8 054** | **7 868** | **9 208** | **9 733** | **8 104** | **8 395** |

Le portefeuille de TIAP est composé notamment d'actifs dédiés qui sont :

- pour partie constitués de placements actuellement détenus et gérés directement par EDF. Il s'agit d'une part d'un placement d'EDF dans ARCELOR MITTAL et d'autre part de titres de taux (obligations ou TCN) ;
- pour une autre partie constitués d'OPCVM spécialisés sur la plupart des grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion françaises ou étrangères indépendantes sélectionnées sur dossier ou après appel à la concurrence. Ils couvrent différents segments des marchés obligataires ou d'actions sur lesquels EDF souhaite avoir la plus large diversification possible : actions Europe, États-Unis, Japon, obligations Monde.

Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts soit de FCP réservés constitués par l'entreprise pour son usage exclusif. La performance de chaque fonds est appréciée par rapport à un indicateur de marché de référence différent selon les places boursières choisies.

Ces actifs, gérés dans une optique de long terme, sont composés de placements diversifiés obligataires, monétaires et actions, conformément à une allocation stratégique fixée par le conseil d'administration de l'entreprise, révisable périodiquement.

La décomposition entre les FCP réservés et les autres placements est la suivante :

| (en millions d'euros) | 2008 | | 2007 | |
|---|---|---|---|---|
| | Valeur nette comptable | Juste valeur (1) | Valeur nette comptable | Juste valeur (1) |
| Actions Amérique du Nord | 222 | 222 | 365 | 404 |
| Actions Europe | 235 | 235 | 323 | 417 |
| Actions Japon | 19 | 19 | 29 | 29 |
| Obligations Monde | 612 | 670 | 612 | 644 |
| **Total des FCP dédiés** | **1 088** | **1 146** | **1 329** | **1 494** |
| Autres placements financiers directs ou en OPCVM | 6 551 | 6 842 | 6 027 | 6 568 |
| **TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS HORS VMP** | **7 639** | **7 988** | **7 356** | **8 062** |

*(1) La juste valeur comprend les intérêts courus non échus.*

Ces fonds sont évalués à leur valeur historique et, si nécessaire, dépréciés lorsque la valeur liquidative du fonds est inférieure à la valeur historique. Lorsque la valeur liquidative est supérieure à la valeur historique, aucune plus-value latente n'est comptabilisée.

# 19.5 Variations des actions propres

| (en millions d'euros) | Valeur brute au 31.12.2007 | Augmentation | Diminution | Valeur brute au 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|
| **ACTIONS PROPRES** | **9** | **262** | **252** | **19** |

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « TIAP » et détenues au 31 décembre 2008 s'élève à 465 743 actions. Elles ont été acquises dans le cadre d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement.

# Note 20 Informations concernant les entreprises liées

**20.1** Relations avec les filiales 445

**20.2** Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 445

## 20.1 Relations avec les filiales

| Sociétés | Créances d'EDF [1] | | Dettes d'EDF [1] | | Charges financières | Produits financiers (hors dividendes) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Prêts | Créances d'exploitation | Dettes nettes inscrites en compte courant financier | Dettes d'exploitation | | |
| RTE | 4 169 | 194 | | 169 | | 254 |
| EDF Energy | 829 | | | | | 106 |
| Lake Acquisitions | 2 229 | | | | | |
| C3 | 531 | | | | | 37 |
| EDFI | 1 062 | | | | | 7 |
| ERDF | 132 | 151 | | | (45) | 20 |
| EDF Trading | 355 | 2 014 | | 1 060 | | 25 |
| Fenice | 51 | | | | | |
| Compte courant ERDF | | | | 277 | (21) | |
| Convention de Trésorerie Groupe avec les filiales | | | 1 585 | | (60) | |
| Convention d'intégration fiscale [2] | | 43 | | 618 | | |
| Convention de Placement des liquidités des filiales [3] | | | 3 536 | | (169) | |

*(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.*

*(2) Dont EDF International pour 463 millions d'euros.*

*(3) Dont ERDF pour 2 400 millions d'euros de placements.*

## 20.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

### 20.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,66 % du capital d'EDF au 31 décembre 2008. 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.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et EDF le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par EDF. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

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 mais imposant simplement qu'un bilan triennal soit élaboré. Au cours de l'année 2008, le premier bilan a été adressé à l'État.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz, notamment pour les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution ainsi que du montant de la contribution aux charges de service public de l'électricité.

### 20.2.2 Relations avec GDF SUEZ

EDF et GDF SUEZ disposent de deux services communs régis par des conventions :

- la Délégation Santé Sécurité ;
- la Direction Informatique et Télécommunications (DIT), en charge de certains systèmes d'information.

Le solde du compte courant avec GDF SUEZ s'élève à 10 millions d'euros au 31 décembre 2008.

### 20.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

EDF réalise des transactions courantes avec les entreprises du secteur public, qui concernent essentiellement la fourniture d'électricité.

Le retraitement et le transport de combustible nucléaire réalisés par AREVA pour EDF constituent l'essentiel des coûts d'achats d'énergie auprès des sociétés participations de l'État. Les autres achats relèvent de la maintenance des centrales nucléaires auprès du groupe AREVA.

Par ailleurs, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2008.

## Note 21 Stocks et en-cours

| *(en millions d'euros)* | Matières et combustibles nucléaires | Autres combustibles | Autres matières et matériels | En cours de production de biens et de services | Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Valeur brute au 31.12.2007 | 6 194 | 310 | 566 | 33 | 7 103 |
| Provisions au 31.12.2007 | (11) | | (131) | (16) | (158) |
| **Valeur nette au 31.12.2007** | **6 183** | **310** | **435** | **17** | **6 945** |
| Valeur brute au 31.12.2008 | 6 371 | 446 | 613 | 25 | 7 455 |
| Provisions au 31.12.2008 | (13) | | (145) | - | (158) |
| **VALEUR NETTE AU 31.12.2008** | **6 358** | **446** | **468** | **25** | **7 297** |

# Note 22 Créances

| (en millions d'euros) | Montants bruts au 31.12.2007 | Montants bruts au 31.12.2008 | Degré d'exigibilité Échéance à -1 an | Échéance de 2 à 5 ans | Échéance à + 5 ans |
|---|---|---|---|---|---|
| **Créances de l'actif immobilisé** | | | | | |
| Créances rattachées à des participations (1) | 8 | 2 236 | 2 236 | | |
| Prêts | 138 | 131 | 35 | 87 | 9 |
| Autres immobilisations financières (2) | 10 525 | 7 309 | 2 722 | 3 296 | 1 291 |
| **Sous-total** | **10 671** | **9 676** | **4 993** | **3 383** | **1 300** |
| **Créances de l'actif circulant** | | | | | |
| Créances clients et comptes rattachés | | | | | |
| Factures établies | 2 174 | 2 183 | 2 183 | | |
| Factures à établir (3) | 8 244 | 9 239 | 9 239 | | |
| Autres créances d'exploitation (4) | 3 132 | 5 929 | 5 682 | 64 | 183 |
| **Sous-total** | **13 550** | **17 351** | **17 104** | **64** | **183** |
| Instruments de trésorerie | 59 | 399 | 399 | | |
| Charges constatées d'avance | 454 | 812 | 601 | 113 | 98 |
| Avances et acomptes versés sur commandes | 412 | 629 | 608 | 5 | 16 |
| **TOTAL** | **25 146** | **28 867** | **23 705** | **3 565** | **1 597** |

*(1) Dont 2 229 millions d'euros d'une avance accordée à Lake Acquisitions dans le cadre de l'acquisition de British Energy.*

*(2) Dont 7 195 millions d'euros de prêts accordés aux filiales au 31 décembre 2008.*

*(3) Concerne principalement les créances relatives à l'énergie livrée relevée non facturée et l'énergie livrée non relevée non facturée.*

*(4) Dont 1 599 millions de créances sur les sociétés du Groupe principalement avec EDF Trading, 3 081 millions de créances sur l'État, 723 millions d'euros de contribution au service public de l'électricité (CSPE).*

# Note 23 Valeurs mobilières de placement

| (en millions d'euros) | 2008 | 2007 | Variation de l'exercice |
|---|---|---|---|
| Actions propres [1] | 168 | - | 168 |
| OPCVM en euros | 5 337 | 1 881 | 3 456 |
| TCN-CT en euros ou devises inférieurs à 3 mois [2] | 1 354 | 2 230 | (876) |
| TCN-CT en euros supérieurs à 3 mois [2] | 567 | 3 823 | (3 256) |
| Obligations en euros | 366 | 506 | (140) |
| Autres valeurs mobilières de placement | 4 | 21 | (17) |
| **Valeur brute** | **7 796** | **8 461** | **(665)** |
| **Provisions [3]** | **(129)** | **(5)** | **(124)** |
| **VALEUR NETTE** | **7 667** | **8 456** | **(789)** |

*(1) Dans le cadre du plan d'attribution d'actions gratuites (ACT 2007), 2 805 000 actions ont été achetées.*

*(2) Les TCN-CT en euros comprennent, au 31 décembre 2008, 670 millions d'euros d'actifs dédiés, contre 545 millions d'euros en 2007.*

*(3) Les provisions relèvent principalement d'une dépréciation sur les actions propres pour 36 millions d'euros et 93 millions sur les OPCVM.*

# Note 24 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 | Variation |
|---|---|---|---|
| Valeurs Mobilières de Placement | 7 796 | 8 461 | (665) |
| Disponibilités | 586 | 913 | (327) |
| **Sous-total à l'actif du bilan** | **8 382** | **9 374** | **(992)** |
| OPCVM en euros | (5 337) | (1 881) | (3 456) |
| TCN en euros supérieurs à 3 mois | (567) | (3 823) | 3 256 |
| Obligations | (366) | (506) | 140 |
| VMP - titres propres | (168) | | (168) |
| Intérêts courus sur VMP supérieurs à 3 mois | (4) | (20) | 16 |
| **VMP analysées en « Actifs financiers » dans le TFT** | **(6 442)** | **(6 230)** | **(212)** |
| Achats d'option de change classés en instrument de trésorerie dans le bilan | 5 | 10 | (5) |
| Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de cash-pooling) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan | 34 | 70 | (36) |
| Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de cash-pooling) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan (1) | (1 619) | (4 031) | 2 412 |
| **« Trésorerie et équivalents de trésorerie » au TFT** | **360** | **(807)** | **1 167** |
| Élimination de l'incidence des variations de change | | | 98 |
| Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents | | | (10) |
| **VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE : SOUS-TOTAL A + B + C DU TFT** | | | **1 255** |

*(1) Le compte courant créditeur ERDF, classé en trésorerie et équivalents de trésorerie au 31 décembre 2007 pour un montant net de 2 275 millions d'euros, a été reclassé au cours de l'exercice en convention de placements, poste dont la variation est portée au niveau des flux de trésorerie nets liés aux activités de financement (ligne « Émissions d'emprunts et conventions de placements »).*

# Note 25 Écarts de conversion actif et passif

Les écarts de conversion nets sont de 296 millions d'euros (perte latente de change).

Les écarts de conversion actif s'élèvent à 513 millions d'euros. Ils résultent principalement de la variation de la livre sterling sur des prêts aux filiales.

Les écarts de conversion passif s'élèvent à 217 millions d'euros dont 128 millions d'euros concernant les emprunts en livres sterling après couverture par des swaps et 72 millions d'euros relatifs aux TCN émis en dollars et non couverts.

# Note 26 Variation des capitaux propres

| (en millions d'euros) | Capital Dotations en 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 31.12.2006** | **911** | **6 884** | **290** | **6 055** | **84** | **7 929** | **22 155** |
| Affectation du résultat 2006 | | | 3 942 | (3 942) | | | - |
| Distribution de dividendes | | | | (2 114) | | | (2 114) |
| Résultat 2007 | | | | 4 934 | | | 4 934 |
| Acompte sur dividendes | | | (1 057) | | | | (1 057) |
| Autres variations | | (10) | | | (37) | (733) | (780) |
| **Situation au 31.12.2007** | **911** | **6 874** | **3 175** | **4 934** | **47** | **7 197** | **23 138** |
| Affectation du résultat 2007 | | | 3 659 | (3 659) | | | - |
| Distribution de dividendes | | | 2 | (1 275) | | | (1 273) |
| Résultat 2008 | | | | 867 | | | 867 |
| Acompte sur dividendes | | | (1 164) | | | | (1 164) |
| Autres variations | | (1) | 75 | | 8 | (90) | (8) |
| **SITUATION AU 31.12.2008** | **911** | **6 873** | **5 747** | **867** | **55** | **7 107** | **21 560** |

En 2008, la diminution des capitaux propres de 1 578 millions d'euros se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (1 273) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2007 à la suite de la décision de l'assemblée des actionnaires du 20 mai 2008, correspondant à 0,7 euro par action, mis en paiement le 2 juin 2008 ;
- (1 166) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes au titre de l'exercice 2008 à la suite de la décision du conseil d'administration du 20 novembre 2008, correspondant à 0,64 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2008 pour 1 164 millions d'euros versés hors actions propres ;
- 867 millions d'euros de résultat 2008 ;
- (8) millions d'euros d'autres variations correspondant notamment aux reprises nettes de provisions réglementées pour (90) millions d'euros et au changement de méthode de comptabilisation de la charge liée au plan d'attribution d'actions gratuites (avis n° 2008-17 du Conseil National de la Comptabilité) pour 75 millions d'euros.

En 2007, la variation des capitaux propres de 983 millions d'euros se décompose pour l'essentiel de la façon suivante :

- (2 114) millions d'euros de distribution de dividendes sur le résultat de l'exercice 2006 à la suite de la décision de l'assemblée des actionnaires du 24 mai 2007, correspondant à 1,16 euro par action, mis en paiement le 4 juin 2007 ;
- (1 057) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes sur le résultat de l'exercice 2007 à la suite de la décision du conseil d'administration du 7 novembre 2007, correspondant à 0,58 euro par action, mis en paiement le 30 novembre 2007 ;
- 4 934 millions d'euros de résultat de l'exercice dont 699 millions d'euros correspondant à des reprises de réserves et subventions devenues sans objet suite à la filialisation de l'activité Distribution ;
- (780) millions d'euros dont (699) millions d'euros liés à la filialisation et (81) millions d'euros d'autres variations.

### Capital social

Au 31 décembre 2008, le capital social s'élève à 911 085 545 euros, composé de 1 822 171 090 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,5 euro chacune, détenues à 84,66 % par l'État, 13,15 % par le public (institutionnels et particuliers), 2,01 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,18 % d'actions autodétenues.

# Note 27 Comptes spécifiques des concessions

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| **Droits sur biens des concessions des Forces Hydrauliques** | | |
| - Contre-valeur des biens | 182 | 182 |
| - Écarts de réévaluation | 1 134 | 1 164 |
| **Droits sur biens FH** | **1 316** | **1 346** |
| **Droits sur biens des concessions de distribution publique** (1) | | |
| - Contre-valeur des biens | 1 137 | 1 077 |
| - Écarts de réévaluation | - | 1 |
| - Financement du concessionnaire non amorti | (633) | (584) |
| - Amortissement du financement du concédant | 202 | 195 |
| **Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé** | **16** | **14** |
| **Droits sur biens DP** | **722** | **703** |
| **TOTAL** | **2 038** | **2 049** |

*(1) Les droits sur biens des concessions DP relèvent du Système Énergétique Insulaire (SEI).*

# Note 28 Provisions pour risques et passifs éventuels

| | 2007 | Dotations | | | Reprises | | Autres | 2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | | Exploitation | Financières | Exception-nelles | Suite à utilisation | Provision sans objet | | |
| Provisions pour pertes de change (1) | 32 | - | 505 | | (32) | | | 505 |
| Provisions pour risques sur participations | 2 | | | | | | | 2 |
| Provisions pour contrats déficitaires | 60 | 36 | 3 | - | (14) | (38) | - | 47 |
| Autres provisions pour risques | 272 | 17 | 3 | | (40) | (27) | (1) | 224 |
| **PROVISIONS POUR RISQUES** | **366** | **53** | **511** | **-** | **(86)** | **(65)** | **(1)** | **778** |

*(1) La dotation financière est principalement due à la variation de la livre sterling sur des prêts accordés aux filiales.*

## Passifs éventuels

### DROITS INDIVIDUELS À LA FORMATION (DIF)

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

Au 31 décembre 2008, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis non consommés s'élève à 6 030 919 heures dont 6 012 013 n'ayant pas donné lieu à demande.

### COMMUNICATION DE GRIEFS DE LA COMMISSION EUROPÉENNE

EDF a reçu une signification de griefs émanant de la Direction Générale de la Concurrence de la Commission européenne relatifs aux contrats à long terme conclus par EDF en France avec des consommateurs d'électricité, en particulier industriels, qui seraient, selon la Commission, de nature à limiter l'accès au marché français de l'électricité et susceptibles de constituer un abus de position dominante.

### PLAINTE DE LA SOCIÉTÉ SOLAIRE DIRECT

Le 19 mai 2008, la société Solaire Direct a saisi le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Solaire Direct fait état de « pratiques du groupe EDF et de ses filiales sur le marché de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque », pratiques constituant selon elle un abus de position dominante de nature à freiner ainsi l'entrée et le développement de nouveaux entrants sur ce marché. Est en cause, notamment, l'utilisation du réseau commercial d'EDF pour promouvoir les activités d'EDF-ENR, filiale d'EDEV.

# Note 29 Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction

**29.1** Provisions pour aval du cycle nucléaire 452
**29.2** Provisions pour déconstruction et derniers cœurs 454
**29.3** Sécurisation du financement des obligations de long terme 455

## 29.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les provisions au 31 décembre 2008 sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.15. Elles prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application.

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

| | 2007 | Dotations | | Reprises | | Autres [2] | 2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | | Exploitation | Financières [1] | Suite à utilisation | Provision sans objet | | |
| Provision pour gestion du combustible usé [3] | 10 759 | 413 | 504 | (2 955) | | (168) | 8 553 |
| Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 5 901 | 21 | 293 | (124) | (10) | 77 | 6 158 |
| **PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE** | **16 660** | **434** | **797** | **(3 079)** | **(10)** | **(91)** | **14 711** |

*(1) Charges financières liées à l'actualisation.*

*(2) Correspond à la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié, la contrepartie étant comptabilisée dans les comptes de stocks.*

*(3) Dont 2 300 millions d'euros de reprise résultant de l'accord-cadre EDF-AREVA sur la soulte liée au démantèlement de l'usine de La Hague.*

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année, réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements, et provisionnées en valeur actualisée de fin d'année (en prenant en compte un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %).

| | 2008 | | 2007 | |
|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Aux conditions économiques de fin d'année | Valeur actualisée | Aux conditions économiques de fin d'année | Valeur actualisée |
| Provision pour gestion du combustible usé | 13 675 | 8 553 | 16 209 | 10 759 |
| Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs | 21 464 | 6 158 | 20 048 | 5 901 |
| **TOTAL DES PROVISIONS AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE** | **35 139** | **14 711** | **36 257** | **16 660** |

## 29.1.1 Provisions pour charges de gestion des combustibles usés

Cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception, son entreposage intermédiaire et son traitement y compris le conditionnement des déchets qui en résultent et leur entreposage. Les charges de traitement concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.
  L'évaluation de ces charges est fondée sur l'accord de principes régissant les contrats aval du cycle sur la période post-2007 signé entre EDF et AREVA le 19 décembre 2008. Elle est calculée à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes ;
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium de traitement non immédiatement recyclé.
  L'évaluation de ces charges est fondée sur les meilleures estimations d'EDF compte tenu des discussions en cours avec AREVA et des prévisions de recyclage à court terme de ces matières.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur des combustibles comptabilisée dans les comptes de stocks.

La quote-part EDF au titre des dépenses de mise à l'arrêt définitif et de déconstruction des installations de traitement de La Hague ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets anciens issus du traitement du combustible sur le site de La Hague a été fixée dans le cadre de l'accord de principes EDF-AREVA du 19 décembre 2008. Cette quote-part, telle qu'évaluée par EDF, était, jusqu'au 30 juin 2008, comptabilisée comme une composante de la provision pour traitement du combustible usé. Compte tenu du caractère libératoire de la soulte convenue, l'engagement correspondant a fait l'objet d'une reprise de provision et d'une inscription en dettes d'exploitation au 31 décembre 2008 pour son montant nominal fixé dans l'accord EDF-AREVA.

## 29.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des colis de déchets radioactifs

Cette rubrique concerne 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 ;
- à l'évacuation et au stockage des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- à l'entreposage de longue durée et au stockage direct de combustibles usés non recyclables à l'échelle industrielle dans les installations existantes : combustible au plutonium ou à l'uranium issu du traitement enrichi, combustible de Creys-Malville et Brennilis ;
- et aux quotes-parts EDF des charges d'études, de couverture, de fermeture, de surveillance des centres de stockage :
  - existants, pour les déchets de très faible activité (TFA) et les déchets de faible et moyenne activité (FMA),
  - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provisions incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction ou après traitement à La Hague du combustible usé (sur la base de 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 (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs).

Pour les déchets issus de la déconstruction des centrales en exploitation, le traitement comptable est identique à celui des dépenses de déconstruction (un actif est créé en contrepartie de la provision).

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement du coût du combustible comptabilisé dans les comptes de stocks.

La provision constituée pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue (HA-MAVL) représente la part la plus importante des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs. Les dispositions de la loi du 28 juin 2006, relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, ont conforté EDF dans l'hypothèse retenue d'un stockage géologique sur laquelle sont fondées les provisions comptabilisées.
Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par le Groupe de travail dirigé par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (DGEMP) et réunissant les administrations concernées (DGEMP, Agence des Participations de l'État et Direction du Budget), l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus des travaux du Groupe de travail, en s'assurant également de sa cohérence avec les données internationales.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA) a entrepris en 2008 une recherche de site. De nouveaux éléments ont été rendus publics et, notamment, la révision du calendrier de développement et de mise en service du site de stockage FAVL par l'ANDRA, laquelle est désormais envisagée pour 2019. EDF a pris en compte ces données dans l'évaluation de ses provisions et de ses actifs dédiés au 31 décembre 2008.

# 29.2 Provisions pour déconstruction et derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

| (en millions d'euros) | 2007 | Dotations | | Reprises | | Autres | 2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Exploitation | Financières [1] | Suite à utilisation | Provision sans objet | | |
| Provisions pour déconstruction des centrales thermiques | 420 | 12 | 21 | (31) | | 12 | 434 |
| Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires [2] | 9 974 | 115 | 493 | (273) | | 51 | 10 360 |
| Provisions derniers cœurs [3] | 1 701 | - | 85 | | (111) | | 1 675 |
| **TOTAL** | **12 095** | **127** | **599** | **(304)** | **(111)** | **63** | **12 469** |

*(1) Charges financières liées à l'actualisation.*

*(2) Le montant des reprises comprend 112 millions d'euros suite à l'accord EDF-CEA sur la déconstruction des installations de Phénix.*

*(3) La reprise est liée principalement à l'accord EDF-AREVA signé en décembre 2008.*

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année, réparties selon un échéancier prévisionnel de décaissements, et provisionnées en valeur actualisée de fin d'année (avec un taux d'inflation de 2 % et un taux d'actualisation de 5 %).

| (en millions d'euros) | 2008 | | 2007 | |
|---|---|---|---|---|
| | Aux conditions économiques de fin d'année | Valeur actualisée | Aux conditions économiques de fin d'année | Valeur actualisée |
| Provision pour déconstruction des centrales thermiques | 609 | 434 | 602 | 420 |
| Provision pour déconstruction des centrales nucléaires | 20 452 | 10 360 | 19 792 | 9 974 |
| Provision pour derniers cœurs | 3 566 | 1 675 | 3 594 | 1 701 |
| **TOTAL DES PROVISIONS POUR FIN DE CYCLE NUCLÉAIRE** | **24 627** | **12 469** | **23 988** | **12 095** |

## 29.2.1 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont basées sur des études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs à partir, 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.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision.

La révision des hypothèses portant sur certains travaux de déconstruction et la prise en compte de la mise en service de nouveaux actifs de production en 2008 expliquent la hausse des provisions.

## 29.2.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Cette rubrique concerne la déconstruction des centrales nucléaires filière REP (réacteurs à eau pressurisée) en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.
En 2008, l'actualisation annuelle du rapport triennal prévue par la Loi sur la sécurisation du financement des charges nucléaires a conduit à identifier certaines installations nucléaires de base (INB) périphériques opérationnellement intégrées dans des ensembles plus importants dans lesquels elles avaient été regroupées. Les ajustements correspondants, concernant les montants provisionnés et les actifs de contrepartie, ont été enregistrés dans les comptes en 2008 à l'exception de ceux relatifs à trois INB rattachées au parc REP en exploitation. Ces dernières devraient être traitées en 2009 dans le cadre du processus de révision générale de l'évaluation des provisions liées au démantèlement du parc REP.

L'impact pour 2008 des mises à jour liées au rapport triennal y compris la prise en compte de la révision des hypothèses des devis de déconstruction des centrales arrêtées définitivement (cf. infra) conduit à une augmentation de la provision de 164 millions d'euros et à la constatation d'un actif de contrepartie pour 52 millions d'euros.

### POUR LES CENTRALES EN EXPLOITATION (FILIÈRE REP PALIERS 900 MW, 1 300 MW ET N4)

Une étude du Ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 a déterminé une estimation du coût de référence, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979 en évaluant les coûts de déconstruction (y compris la gestion à long terme des déchets) à environ 15 % des dépenses d'investissement ramenées à la puissance continue nette. Cette dernière évaluation a elle-même été confirmée par de nouvelles études opérées en 1999, ciblées sur un site déterminé. Le scénario qui sous-tend cette évaluation prévoit qu'à l'issue des derniers travaux de déconstruction, les sites seront remis en état et que les terrains pourront être réutilisés.

L'estimation de l'échéancier des décaissements prévisionnels s'appuie sur le plan de déconstruction élaboré par les experts de la Société prenant en compte l'ensemble des dispositions réglementaires et environnementales connues à ce jour. Elle intègre également un facteur d'incertitude lié au terme éloigné de ces décaissements.

Au 31 décembre 2008, la provision comprend également les charges liées à l'Atelier des Matériaux Irradiés de Chinon dont l'estimation a été revue à la hausse en 2008.

Un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 1.15.
Un actif a également été comptabilisé sous la forme de produits à recevoir pour constater l'engagement des partenaires étrangers à prendre en charge, à hauteur de leur participation, la déconstruction des tranches 1 et 2 des centrales REP de Cattenom et de Chooz B 1 et 2.

#### POUR LES CENTRALES NUCLÉAIRES ARRÊTÉES DÉFINITIVEMENT (CENTRALES DE PREMIÈRE GÉNÉRATION DE LA FILIÈRE UNGG ET AUTRES FILIÈRES Y COMPRIS CENTRALE DE CREYS-MALVILLE)

La provision est évaluée à partir du coût des travaux déjà réalisés, d'études, de devis et d'une intercomparaison réalisée par l'entreprise. Les décaissements envisagés ont été inflatés en fonction des échéanciers établis en interne et actualisés.

Au 31 décembre 2008, les devis et le planning de déconstruction des centrales nucléaires arrêtées définitivement ont été revus pour prendre en compte le report de la mise en service du centre de stockage graphite de 2013 à 2019, la mise à jour des hypothèses techniques et financières et la prise en compte d'une installation périphérique.

Enfin, les négociations entre EDF et le CEA, relatives au démantèlement des installations de Brennilis et de Phenix et au devenir du combustible irradié des deux installations, ont abouti à un accord en décembre 2008 :
- EDF est responsable et finance à 100 % les opérations liées à Brennilis ;
- le CEA est responsable et finance à 100 % les opérations liées à Phénix ;
- la gestion à long terme des déchets non immédiatement évacuables, issus des opérations de mise à l'arrêt définitif-démantèlement, reste de la responsabilité des parties au prorata de leur participation initiale.

Une soulte libératoire de tout compte sera versée par le CEA à EDF au titre de Brennilis et par EDF au CEA au titre de Phénix.
En conséquence, la provision constituée au titre de l'engagement d'EDF sur la déconstruction de Phénix et la créance correspondante sur le CEA au titre de Brennilis ont été annulées.

### 29.2.3 Provision pour derniers cœurs

Pour EDF, cette provision couvre les charges relatives à la perte future du combustible non consommé, à l'arrêt définitif du réacteur. Elle se décompose en deux postes :
- la dépréciation du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif, valorisée à partir du prix moyen des stocks de composantes constaté au 30 novembre 2008 ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants, pour la part de combustible non encore irradiée au moment de l'arrêt définitif. Ces coûts sont valorisés suivant les paramètres retenus au 31 décembre 2008 pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Cette provision étant liée à une obligation existante à la date de mise en service de la tranche de production nucléaire à laquelle le cœur appartient, les coûts sont intégralement provisionnés et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

## 29.3 Sécurisation du financement des obligations de long terme

### 29.3.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu par EDF pour le calcul des provisions est de 5 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2 %, soit un taux réel proche de 3 %.

#### 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.
L'hypothèse sur le taux nominal est ainsi aujourd'hui, en prenant en particulier en compte l'OAT française 2055, pertinente par rapport à la durée des engagements nucléaires. La moyenne de rendement des OAT de maturité 50 ans n'est pas disponible à ce stade sur une durée suffisante. Il est donc pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponibles sur les horizons les plus longs, à laquelle est ajouté le spread des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie. L'hypothèse d'inflation retenue est cohérente avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

#### RÉVISION DU TAUX D'ACTUALISATION

La méthodologie retenue pour le calcul du taux d'actualisation permet d'apporter de la lisibilité dans le temps en lissant les effets de marché de court terme, pour ne tenir compte que des tendances longues sur les évolutions des taux. Cette méthodologie a conduit à une constance du taux d'actualisation pour les provisions relatives aux engagements nucléaires

depuis la mise en œuvre au 1er janvier 2002 du règlement CRC n° 2000-06 sur les passifs. Lors de son premier calcul, le taux d'actualisation avait été fixé en dessous des conditions de marché de l'époque pour tenir compte d'une baisse probable des taux. La révision du taux d'actualisation est fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen long terme.

### TAUX D'ACTUALISATION ET PLAFOND RÉGLEMENTAIRE

Le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007 imposent un double plafond au taux d'actualisation.
Ce dernier doit être inférieur à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit 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 ».
Il doit également être inférieur au taux de rendement anticipé des actifs de couverture.
Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire.

## 29.3.2 Facteurs de sensibilité des provisions pour aval du cycle nucléaire et des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs

Compte tenu de la sensibilité aux hypothèses retenues de l'ensemble des provisions visées dans les notes 29.1 et 29.2, notamment en termes de coûts, de taux d'inflation et d'actualisation long terme, et d'échéanciers de décaissements, une ré-estimation 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 l'entreprise. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

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 décembre de l'année considérée avec le montant en valeur actualisé.

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 ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs.

| | Coût provisionné en valeur actualisée | | Sensibilité au taux d'actualisation | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2008 | 2007 | 2008 | | 2007 | |
| *(en millions d'euros)* | | | 0,25 % | - 0,25 % | 0,25 % | - 0,25 % |
| **Aval du cycle nucléaire** | | | | | | |
| Gestion du combustible usé | 8 553 | 10 759 | (189) | 201 | (212) | 225 |
| Gestion à long terme des déchets radioactifs | 6 158 | 5 901 | (378) | 430 | (356) | 404 |
| **Déconstruction et dépréciation des derniers cœurs** | | | | | | |
| Déconstruction des centrales | 10 360 | 9 974 | (539) | 574 | (516) | 550 |
| Derniers cœurs | 1 675 | 1 701 | (79) | 85 | (85) | 91 |
| **TOTAL** | **26 746** | **28 335** | **(1 185)** | **1 290** | **(1 169)** | **1 270** |

## 29.3.3 Actifs dédiés

Pour sécuriser le financement des obligations de long terme, dans le cadre de l'ouverture progressive des marchés de l'électricité, EDF a mis en place progressivement un portefeuille d'actifs financiers réservés au financement des engagements nucléaires de long terme, et plus précisément à la déconstruction des centrales et à la gestion à long terme des déchets radioactifs. La gestion et la gouvernance de ces fonds sont conformes aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Compte tenu des conditions de marché, les dotations au portefeuille d'actifs dédiés ont été suspendues depuis septembre 2008. Les dotations seront reprises dès que les conditions de marché se seront stabilisées. Elles seront alors ajustées pour respecter la contrainte réglementaire de couverture du passif par le portefeuille à échéance de juin 2011.

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés s'élève à 1 785 millions d'euros pour l'exercice 2008. Des retraits pour un montant de 266 millions d'euros ont été effectués pour couvrir la trésorerie d'EDF à hauteur des reprises de provisions pour décaissement au titre des obligations concernées.

Au 31 décembre 2008, la juste valeur de ce portefeuille s'élève à 8 658 millions d'euros (8 604 millions d'euros à fin décembre 2007).

# Note 30 Avantages du personnel


**30.1** Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 457

**30.2** Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 459

**30.3** Hypothèses actuarielles 460

**30.4** Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture 460


La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2007 | Impact réforme retraite au 01.01.2008 | Augmentations Charges d'exploitation (1) | Augmentations Charges financières | Diminutions Suite à utilisation (2) | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Avantages postérieurs à l'emploi | 9 101 | (236) | 308 | 761 | 991 | 8 943 |
| Avantages long terme | 578 | 41 | 21 | 31 | 96 | 575 |
| **PROVISIONS POUR AVANTAGES AU PERSONNEL** | **9 679** | **(195)** | **329** | **792** | **1 087** | **9 518** |

*(1) Dont 292 millions d'euros au titre des coûts des services rendus.*

*(2) Dont notamment 752 millions d'euros au titre des prestations servies et 303 millions d'euros au titre du rendement attendu des actifs de couverture.*

## 30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC du 6 juillet 2000 et de l'article 335.1 alinéa 2 du Plan Comptable Général, EDF a opté au 1er janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2007 | Impact réforme retraite | Dotations | Reprises | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|
| Retraites | 7 741 | (203) | 918 | 873 | 7 583 |
| Avantages en nature énergie | 640 | (16) | 56 | 38 | 642 |
| Indemnités de fin de carrière | - | 7 | 46 | 53 | - |
| Indemnité de secours immédiat | 164 | 5 | 10 | 6 | 173 |
| Indemnité de congés exceptionnels | 116 | - | 11 | 4 | 123 |
| Indemnité compensatrice de frais d'études | 21 | (2) | 1 | 2 | 18 |
| Charges CNIEG | 397 | (27) | 24 | 14 | 380 |
| Indemnité complémentaire retraite et retraites des détachés | 22 | - | 3 | 1 | 24 |
| **TOTAL** | **9 101** | **(236)** | **1 069** | **991** | **8 943** |

## 30.1.1 Retraites

Les principales mesures de la réforme du financement du régime spécial de retraites des IEG sont entrées en vigueur au 1er janvier 2005.
Les droits spécifiques du régime spécial correspondent aux prestations non couvertes par les régimes de droit commun. Les droits spécifiques passés sont les droits spécifiques relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004, les droits spécifiques futurs sont ceux validés après le 31 décembre 2004.
Le financement des droits spécifiques passés relevant des activités de transport et de distribution d'électricité et de gaz, et des activités de gestion des missions de service public, dites « activités régulées ou non concurrentielles », est assuré par la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA).

Le financement assuré directement par EDF concerne :
- les droits spécifiques passés relevant des autres activités, dites « activités non régulées ou concurrentielles » ;
- les droits spécifiques futurs des activités régulées et non régulées ;
- les droits spécifiques des agents bénéficiant d'un départ anticipé par rapport à l'âge de départ légal du régime général.

## 30.1.2 Autres avantages du personnel postérieurs à l'emploi

En complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs :

### LES AVANTAGES EN NATURE ÉNERGIE

L'article 28 du statut national du personnel des Industries électriques et gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé « Tarif Agent ». Cet avantage recouvre la fourniture d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. L'engagement d'EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh fournis aux agents pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. Dans le calcul de l'engagement est prise en compte la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec Gaz de France.

### LES INDEMNITÉS DE FIN DE CARRIÈRE

Les indemnités de fin de carrière 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.

### LES INDEMNITÉS DE SECOURS IMMÉDIAT

Les indemnités de secours immédiat au décès ont 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). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à deux mois de pension) 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 INDEMNITÉS COMPENSATRICES DE FRAIS D'ÉTUDE

L'Indemnité Compensatrice de Frais d'Études (ICFE) est un avantage familial extra-statutaire. Elle a pour but d'apporter une aide aux agents inactifs ou à leurs ayants droit dont les enfants poursuivent leurs études. Elle est également versée aux bénéficiaires de pension d'orphelins.

### FRAIS DE GESTION DE LA CNIEG

Les charges administratives et financières de la CNIEG sont mutualisées au sein des IEG.

### RÉGIME DE RETRAITE DES DÉTACHÉS

Le régime de retraite des détachés est destiné à procurer aux agents qui ont été détachés au sein des sociétés du groupe EDF, en France comme à l'étranger, entre le 1er janvier 2000 et le 31 décembre 2005 un niveau de rente correspondant à la différence entre ce qu'ils auraient perçu au titre du régime de retraite des IEG et ce qu'ils perçoivent ou percevront au titre des régimes obligatoires auxquels ils ont été affiliés pendant leur période de détachement.

### INDEMNITÉS COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Les indemnités complémentaires de retraite sont versées aux agents cadres supérieurs qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse.

# 30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Les provisions pour avantages consentis aux actifs sont détaillées comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 31.12.2007 | Impact réforme retraite | Dotations | Reprises | 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|
| Aide bénévole amiante | 11 | - | 1 | 2 | 10 |
| CFC Amiante | 7 | - | 5 | 3 | 9 |
| Médailles du travail | 70 | 12 | 8 | 17 | 73 |
| Rentes invalidités | 76 | 29 | 18 | 26 | 97 |
| Rentes accidents du travail et maladies professionnelles | 414 | - | 20 | 48 | 386 |
| **TOTAL** | **578** | **41** | **52** | **96** | **575** |

## AIDE BÉNÉVOLE AMIANTE

Afin d'améliorer la réparation du préjudice subi par les salariés reconnus atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, une aide bénévole à caractère indemnitaire est versée par EDF à l'agent ou à ses ayants droit lorsqu'il est décédé des suites de sa maladie. Cette aide représente un montant équivalent à 20 % du montant de la rente pour les ouvrants droit et les ayants droit bénéficiant d'une rente. Pour ceux qui bénéficient d'une indemnisation par le régime spécial, l'aide représente 20 % de ce capital et est payée en une seule fois.

## CFC AMIANTE

EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs d'au moins 50 ans, sans condition d'ancienneté, effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante.

## MÉDAILLES DU TRAVAIL

Les indemnités proposées aux salariés au titre des médailles du travail varient en fonction de leur ancienneté. La méthode retenue pour évaluer l'engagement est celle des « unités de crédits projetées ». Celui-ci correspond à la valeur actuelle probable des indemnités lorsque l'agent a atteint les différents niveaux d'ancienneté.

## RENTES INVALIDITÉS

À l'issue des cinq ans d'incapacité temporaire, l'agent dont l'état de santé ne permet pas une reprise de son activité professionnelle est mis en invalidité.

Les agents statutaires en activité de services peuvent bénéficier de prestations en rente lorsque leur mise en invalidité est prononcée par la Commission Nationale d'Invalidité (art. 4-§ de l'annexe 3 du Statut National). Ils perçoivent alors une pension d'invalidité correspondant à 50 % de leur dernier salaire d'activité. L'état d'invalidité peut être prononcé à la suite d'une longue maladie d'une durée de cinq ans, d'un accident de travail ou d'une maladie professionnelle dès lors que l'agent est reconnu inapte au travail. Cette prestation, versée jusqu'à l'âge de la retraite en cas d'absence d'amélioration de l'état de santé de l'agent, n'est pas réversible.

## RENTES 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. Ces prestations relèvent du Livre IV du Code de la Sécurité Sociale. Elles couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un Accident du Travail, à un Accident de Trajet ou à une Maladie Professionnelle.
Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

# 30.3 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 5,75 % au 31 décembre 2008 (contre 5 % précédemment). Les écarts actuariels, après prise en compte des variations de taux d'actualisation, présentent un gain de 773 millions d'euros au 31 décembre 2008 (contre une perte de 100 millions d'euros au 31 décembre 2007) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 2 % ;
- l'évolution du Salaire National de Base (SNB) est estimée à 2 %, hors inflation ;
- les taux d'augmentation des salaires, hors évolution du SNB, ont été déterminés à partir des observations effectuées sur la période 1996 à 2003 ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 12,5 ans ;
- le taux de rotation des agents est non significatif.

# 30.4 Variation de la valeur actualisée de l'obligation et des actifs de couverture

## 30.4.1 Variation de la valeur de l'obligation et de la situation financière

La variation de l'obligation et de la situation financière se répartit comme suit :

| | Engagements provenant de régimes | |
|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | Non financés | Financés |
| **Valeur actuelle de l'obligation au 01.01.2008** | **2 926** | **12 813** |
| Coût des services rendus au cours de l'exercice | 274 | 18 |
| Charge d'intérêt | 142 | 650 |
| Pertes et (gains) actuariels | (22) | (1 376) |
| Prestations payées | (266) | (484) |
| Coûts des services passés | (263) | 166 |
| **Valeur actualisée de l'obligation au 31.12.2008** | **2 791** | **11 787** |
| Juste valeur des actifs de couverture | - | (5 738) |
| **Situation financière nette** | **2 791** | **6 049** |
| (Pertes) et gains actuariels | (341) | 1 114 |
| Coûts des services passés non acquis | (4) | (94) |
| **PASSIF NET CONSTITUÉ AU 31.12.2008 DONT :** | **2 446** | **7 069** |
| - Provision | 2 446 | 7 072 |
| - Actifs | - | (3) |

## 30.4.2 Variation de la valeur actualisée des actifs de couverture

La variation de la valeur actualisée des actifs de couverture se répartit comme suit :

| *(en millions d'euros)* | |
|---|---|
| **Juste valeur des actifs au 01.01.2008** | **5 968** |
| Rendement attendu des actifs du régime | 303 |
| Primes nettes | 248 |
| Prestations servies | (247) |
| Écarts actuariels sur actifs du régime | (534) |
| **JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE AU 31.12.2008** | **5 738** |

## 30.4.3 Décomposition de la valeur des actifs de couverture

Le taux de rendement attendu des actifs de couverture dépend de l'espérance de rendement de chacune des classes d'actifs financiers.
L'allocation des actifs financiers au 31 décembre 2008 est la suivante :

| | Indemnités de fin de carrière | Régime des retraites |
|---|---|---|
| Actions | 41,7 % | 22,7 % |
| Obligations et Monétaire | 58,3 % | 77,3 % |

Les hypothèses de rendement attendu des actifs financiers sur le long terme au 31 décembre 2008 ont été fixées à :

- 5,57 % pour le régime de retraites ;
- 5,52 % pour les indemnités de fin de carrière.

# Note 31 Provision pour renouvellement des immobilisations du domaine concédé

| (en millions d'euros) | 2007 | Dotations | | Reprises | | Autres | 2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Exploitation | Exceptionnelles | Suite à utilisation | Provision sans objet | | |
| **PROVISION POUR RENOUVELLEMENT** | **197** | **13** | **-** | **(5)** | **-** | **(3)** | **202** |

# Note 32 Provisions pour autres charges

| (en millions d'euros) | 2007 | Dotations | | | Reprises | | Autres | 2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Exploitation | Financières [a] | Exceptionnelles | Suite à utilisation | Sans objet | | |
| **Provisions pour charges relatives** | | | | | | | | |
| - au personnel [1] | 750 | 66 | 14 | 49 | (84) | (8) | (194) | 593 |
| - aux réparations et à l'entretien [2] | 157 | 29 | - | - | (23) | (2) | - | 161 |
| - à l'énergie non relevée non facturée | 45 | 12 | - | - | (37) | - | - | 20 |
| - aux autres charges [3] | 772 | 1 394 | | | (512) | (77) | 1 | 1 578 |
| **PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES** | **1 724** | **1 501** | **14** | **49** | **(656)** | **(87)** | **(193)** | **2 352** |

*(a) Charges financières liées à l'actualisation.*

*(1) La provision pour charges relatives au personnel est constituée principalement :*
*- de la contribution de maintien de droits (AGIRC, ARRCO) pour 383 millions d'euros ;*
*- de la charge comptabilisée dans le cadre de l'attribution d'actions gratuites consenties aux salariés (ACT 2007) pour 87 millions d'euros au 31 décembre 2008. Celle-ci a fait l'objet d'une reprise de 194 millions suite au changement de méthode de comptabilisation.*

*(2) Cette rubrique concerne les révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flammes.*

*(3) Cette rubrique comprend notamment, au 31 décembre 2008, 1 351 millions d'euros de provision relative au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché et 126 millions d'euros au titre de provisions pour charges concernant des organismes sociaux.*

# Note 33 Dettes

| (en millions d'euros) | Montants bruts au 31.12.2007 | Montants bruts au 31.12.2008 | Degré d'exigibilité Échéance à - 1 an | Échéance de 2 à 5 ans | Échéance à + 5 ans |
|---|---|---|---|---|---|
| **Dettes financières** | | | | | |
| Emprunts obligataires | 3 727 | 3 679 | 1 997 | 1 342 | 340 |
| Autres emprunts (1) | 11 147 | 16 873 | 5 256 | 4 389 | 7 228 |
| Dettes financières diverses : | | | | | |
| - avances sur consommation | 152 | 158 | 62 | 86 | 10 |
| - autres dettes | 808 | 914 | 537 | 30 | 347 |
| **Sous-total dettes financières** | **15 834** | **21 624** | **7 852** | **5 847** | **7 925** |
| **Avances et acomptes reçus des clients** | **3 330** | **3 765** | **3 747** | **18** | |
| **Dettes d'exploitation d'investissements et divers** | | | | | |
| Fournisseurs et comptes rattachés | | | | | |
| - factures parvenues | 3 307 | 2 588 | 2 588 | | |
| - factures non parvenues (2) | 3 728 | 7 638 | 6 298 | 1 340 | |
| Dettes fiscales et sociales (3) | 4 364 | 4 999 | 4 999 | | |
| Dettes sur immobilisations et comptes rattachés | | | | | |
| - factures parvenues | 353 | 631 | 631 | | |
| - factures non parvenues | 506 | 817 | 817 | | |
| Autres dettes : | | | | | |
| - clients créditeurs | 34 | 46 | 46 | | |
| - autres comptes créditeurs (4) | 7 985 | 7 010 | 6 797 | 213 | |
| **Sous-total dettes d'exploitation d'investissements et divers** | **20 277** | **23 729** | **22 176** | **1 553** | **-** |
| **Instruments de trésorerie** | **229** | **438** | **438** | | |
| **Produits constatés d'avance (5)** | **3 712** | **3 796** | **598** | **928** | **2 270** |
| **TOTAL** | **43 382** | **53 352** | **34 811** | **8 346** | **10 195** |

*(1) Dont 11 613 millions d'euros d'emprunts Medium Term Notes (EMTN).*

*(2) Dont 2 009 millions d'euros au titre de la facturation de la soulte relative au démantèlement de l'usine de La Hague dans le cadre de l'accord EDF-AREVA.*

*(3) Dont une variation de 398 millions d'euros au titre des quotas d'émission de $CO_2$ à restituer à l'État, due à la hausse du cours.*

*(4) Le montant de cash-pooling et des conventions de trésorerie avec les filiales s'élève à 5 155 millions en 2008 contre 3 460 millions d'euros en 2007. Le solde du compte courant avec la filiale ERDF s'élève à 277 millions d'euros en 2008 contre 2 346 millions d'euros en 2007, une convention de placement a été mise en place en 2008 pour un montant de 2 400 millions d'euros.*

*(5) Le poste relève principalement de versements effectués par les partenaires au titre de fournitures d'énergie à livrer au cours d'exercices futurs.*

# Note 34 Dettes financières


34.1 Variations des dettes financières avant swaps 463

34.2 Ventilation des emprunts par devises avant et après swaps 464

34.3 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après swaps 464


## 34.1 Variations des dettes financières avant swaps

| *(en millions d'euros)* | Solde au 31.12.2007 | Nouveaux Emprunts | Rembour-sements | Ajustements de change | Autres | Solde au 31.12.2008 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Emprunts obligataires** | | | | | | |
| en euros | 3 540 | | 988 | | | 2 552 |
| en devises | 187 | 872 | 2 | 70 | | 1 127 |
| **Sous-total 1** | **3 727** | **872** | **990** | **70** | **-** | **3 679** |
| **Autres emprunts et titrisation de créances** | | | | | | |
| Billets de trésorerie en euros (BTR) (1) | 3 797 | 174 | | | | 3 971 |
| Papier commercial en devises (2) | 2 036 | | 962 | 207 | | 1 281 |
| Euro Medium Term Notes (EMTN) en euros | 4 070 | 5 300 | | | | 9 370 |
| Euro Medium Term Notes (EMTN) en devises | 1 236 | 1 342 | 132 | (203) | | 2 243 |
| Emprunts contractuels à caractère financier (2) | 8 | | 4 | | 4 | 8 |
| **Sous-total 2** | **11 147** | **6 816** | **1 098** | **4** | **4** | **16 873** |
| **Total Emprunts 1 + 2** | **14 874** | **7 688** | **2 088** | **74** | **4** | **20 552** |
| **Avances sur consommation** | **152** | | | | **6** | **158** |
| Avances diverses | 449 | | | | 3 | 452 |
| Comptes bancaires créditeurs | 11 | | | | 30 | 41 |
| Débits bancaires différés | 117 | | | | (78) | 39 |
| Intérêts à payer | 231 | | | | 151 | 382 |
| **Total autres dettes financières diverses** | **808** | **-** | **-** | **-** | **106** | **914** |
| **TOTAL DETTES FINANCIÈRES** | **15 834** | **7 688** | **2 088** | **74** | **116** | **21 624** |

*(1) Les émissions sont nettes des remboursements de l'exercice.*

*(2) Les remboursements sont nets des émissions de l'exercice.*

EDF a procédé en 2008 à plusieurs émissions obligataires auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux pour un montant de 7 514 millions d'euros se décomposant :

- 1 500 millions d'euros à taux fixe de 5 % et à échéance 2018 ;
- 600 millions d'euros à taux fixe de 5 % et à échéance 2014 ;
- 1 200 millions d'euros à taux fixe de 5,375 % et à échéance 2020 ;
- 2 000 millions d'euros à taux fixe de 5,625 % et à échéance 2013 ;
- 500 millions de livres sterling (629 millions d'euros) à taux fixe de 6,25 % et à échéance 2028 ;
- 40 000 millions de yens (240 millions d'euros) à taux variable « JPY LIBOR 3 mois » et à échéance 2013 ;
- 1 350 millions de francs suisses (872 millions d'euros) à taux fixe 3,38 % et à échéance 2013 ;
- 400 millions de livres sterling (473 millions d'euros) à taux fixe de 6,875 % et à échéance 2022.

# 34.2 Ventilation des emprunts par devises avant et après swaps

| (en millions) | Structure de la dette au bilan | | | | Incidence des swaps | | Structure de la dette au bilan après swaps | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 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 |
| **I - Euros** | | **15 915** | | **77** | | **3 500** | | **19 415** | | **94** |
| **II - Autres devises** | | | | | | | | | | |
| CHF | 1 750 | 1 178 | 25 | 6 | (1 750) | (1 178) | - | - | - | - |
| GBP | 1 552 | 1 647 | 36 | 8 | (804) | (844) | 748 | 803 | 60 | 4 |
| JPY | 62 300 | 494 | 11 | 2 | (62 300) | (494) | - | - | - | - |
| USD | 1 833 | 1 318 | 28 | 7 | (1 098) | (789) | 735 | 529 | 40 | 2 |
| **Total II** | | **4 637** | **100** | **23** | | **(3 305)** | | **1 332** | **100** | **6** |
| **TOTAL I + II** | | **20 552** | | **100** | | **195** | | **20 747** | | **100** |

Les nominaux des swaps, comptabilisés en engagements, ne modifient pas les emprunts figurant au bilan. L'incidence des swaps sur les emprunts euros se traduit par une augmentation de 3 500 millions d'euros, et par une diminution de 3 305 millions d'euros pour ceux en devises ne faisant pas partie de la zone euro. Au total, le volume des emprunts long terme est majoré de 195 millions d'euros passant de 20 552 millions d'euros à 20 747 millions d'euros. Les emprunts après swaps et les swaps non adossés dégagent un gain latent net de change de 111 millions d'euros.

# 34.3 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après swaps

| (en millions d'euros) | Structure de la dette au bilan | | | Incidence des swaps | Structure de la dette au bilan après swaps | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Montants | % 31.12.2008 | % 31.12.2007 | Montants | Montants | % 31.12.2008 | % 31.12.2007 |
| **Dette à taux fixe** | | | | | | | |
| Emprunts long terme et EMTN | 14 863 | | | (1 320) | 13 543 | | |
| Emprunts court terme | 4 993 | | | (3 970) | 1 023 | | |
| **Sous-total dette à taux fixe** | **19 856** | **97** | **94** | **(5 290)** | **14 566** | **70** | **60** |
| **Dette à taux variable** | | | | | | | |
| Emprunts long terme et EMTN | 437 | | | 1 547 | 1 984 | | |
| Emprunts court terme | 259 | | | 3 938 | 4 197 | | |
| **Sous-total dette à taux variable** | **696** | **3** | **6** | **5 485** | **6 181** | **30** | **40** |
| **TOTAL** | **20 552** | **100** | **100** | **195** | **20 747** | **100** | **100** |

# Note 35 Instruments financiers


35.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice 466

35.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés 466


EDF utilise des instruments financiers dont l'objectif est de limiter l'impact du risque de change sur les fonds propres et sur le résultat, ainsi que de couvrir son risque de taux d'intérêt.

| | | 31.12.2008 | | 31.12.2007 | |
|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | | À recevoir Notionnel | À livrer Notionnel | À recevoir Notionnel | À livrer Notionnel |
| **1- Opérations sur les taux d'intérêt** | | | | | |
| **En devises** | | | | | |
| Achats de contrats FRA GBP | | 21 | | | |
| **Swaps de taux court terme** | | | | | |
| En euros | | 3 675 | 3 675 | 3 989 | 3 989 |
| En devises | | | | | |
| | GBP | 382 | 382 | 968 | 968 |
| | USD | | | 769 | 769 |
| **Swaps de taux long terme** | | | | | |
| En euros | | 2 814 | 2 814 | 2 295 | 2 295 |
| En devises | | | | | |
| | CHF | 202 | 202 | 181 | 181 |
| | GBP | 420 | 420 | | |
| **Sous-total** | | **7 514** | **7 493** | **8 202** | **8 202** |
| **2- Opérations sur le change (contre-valeur en euros des devises engagées)** | | | | | |
| **Opérations à terme** | | | | | |
| | EUR | 4 061 | 4 608 | 1 291 | 2 213 |
| | CAD | | 2 | | |
| | USD | 2 810 | 729 | 3 246 | 14 |
| | GBP | 718 | 2 362 | 535 | 2 913 |
| | CHF | 784 | 481 | 45 | 45 |
| | HUF | 217 | 217 | | |
| | PLN | 251 | 256 | 49 | 71 |
| **Options de change** | | | | | |
| Achat d'options | | | | | |
| | EUR | 35 | 74 | 728 | 828 |
| | GBP | | | 341 | 341 |
| | HUF | | | 228 | 228 |
| | PLN | 68 | 31 | 172 | 172 |
| | USD | | | 68 | |
| Vente d'options | | | | | |
| | EUR | 37 | 70 | 831 | 795 |
| | GBP | | | 341 | 341 |
| | HUF | | | 228 | 228 |
| | PLN | 68 | 31 | 172 | 172 |
| | USD | | | 68 | 68 |
| **Swaps de capitaux long terme** | | | | | |
| | EUR | 3 641 | 7 862 | 3 097 | 4 566 |
| | JPY | 494 | | 166 | |
| | USD | 499 | 410 | 421 | 387 |
| | GBP | 4 651 | 2 199 | 2 725 | 1 833 |
| | CHF | 875 | | 458 | 261 |
| | HUF | | | | |
| | PLN | 120 | 120 | 210 | 210 |
| | AUD | | | 90 | |
| **Sous-total** | | **19 329** | **19 452** | **15 510** | **15 686** |
| **3- Swaps de titrisation** | | **1 628** | **1 628** | **1 674** | **1 674** |
| **TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS** | | **28 471** | **28 573** | **25 386** | **25 562** |

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux capitaux notionnels valorisés, en tant que de besoin, sur la base des cours des devises au 31 décembre.

# 35.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

## 35.1.1 Opérations à terme

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| **Instruments de couverture dette long terme** | | |
| Swaps long terme, caps et floors | (27) | (168) |
| **Instruments de couverture de gestion de trésorerie** | | |
| Instruments de taux | 9 | 4 |
| Instruments de change | 930 | (23) |
| **TOTAL** | **912** | **(187)** |

## 35.1.2 Placements

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Valeurs mobilières de placement | 98 | 437 |
| Placements monétaires | (834) | (194) |
| Titres immobilisés | 547 | 580 |
| **TOTAL** | **(189)** | **823** |

# 35.2 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 différée.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2008 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

| *(en millions d'euros)* | Valeur comptable | Juste valeur |
|---|---|---|
| **Opérations de couverture du risque de taux** | | |
| Swaps de taux (court terme et long terme) | 3 | 69 |
| **Opérations de couverture du risque de change** | | |
| Opérations de change à terme | 205 | 205 |
| Swaps de capitaux (court terme et long terme) (1) | (385) | 3 |
| **TOTAL** | **(177)** | **277** |

*(1) De nombreux swaps de capitaux ont pour contrepartie la filiale EDF International vers laquelle les positions en devises ont été retournées puisque cette filiale porte les actifs en devises.*

# Note 36 Engagements hors bilan


36.1 Engagements hors bilan donnés 467

36.2 Engagements hors bilan reçus 468

36.3 Autres natures d'engagements 469


Au 31 décembre 2008, 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 :

| | Total | Échéances | | |
|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | | < 1 an | 1 à 5 ans | > 5 ans |
| **Engagements hors bilan donnés** | **57 525** | **11 534** | **20 494** | **25 497** |
| 1 - Engagements liés à l'exploitation | | | | |
| Engagements d'achats fermes et irrévocables | 41 191 | 4 248 | 12 124 | 24 819 |
| Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation | 6 638 | 3 379 | 3 089 | 170 |
| Autres engagements liés à l'exploitation | 2 443 | 754 | 1 428 | 261 |
| 2 - Engagements liés au financement | 3 210 | 547 | 2 416 | 247 |
| 3 - Engagements liés aux investissements | 4 043 | 2 606 | 1 437 | |
| **Engagements hors bilan reçus** | **28 805** | **12 576** | **16 002** | **227** |
| 1 - Engagements liés à l'exploitation | 11 231 | 6 798 | 4 216 | 217 |
| 2 - Engagements liés au financement | 17 574 | 5 778 | 11 786 | 10 |

## 36.1 Engagements hors bilan donnés

### 36.1.1 Engagements liés à l'exploitation

#### 36.1.1.1 ENGAGEMENTS D'ACHATS FERMES ET IRRÉVOCABLES

EDF a souscrit dans le cadre de ses activités de production et de commercialisation des contrats à long terme ainsi que des contrats dits de « take or pay » selon lesquels elle s'engage à acheter des matières premières, du combustible, de l'énergie et du gaz pour des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la plupart des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer ou d'acheter les quantités déterminées dans ces contrats.

Au 31 décembre 2008, l'échéancier des engagements d'achats fermes et irrévocables, évalués en millions d'euros courants, se présente comme suit :

| | Total | Échéances | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| *(en millions d'euros)* | | < 1 an | 1 à 5 ans | 5 à 10 ans | > 10 ans |
| Achats d'électricité | 16 124 | 1 979 | 3 007 | 3 024 | 8 114 |
| Achats de gaz et autres énergies | 6 302 | 948 | 3 314 | 1 722 | 318 |
| Achats de combustibles nucléaires | 18 765 | 1 321 | 5 803 | 5 180 | 6 461 |
| **ENGAGEMENTS D'ACHATS** | **41 191** | **4 248** | **12 124** | **9 926** | **14 893** |

### ACHATS D'ÉLECTRICITÉ

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :
- d'achats d'électricité pour le Système Énergétique Insulaire (SEI) qui s'est engagé en 2008 à acheter de l'électricité produite par les centrales des filiales EDF PEI ;
- 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, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, 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, des unités de production d'énergies renouvelables – éolien et petite hydraulique – ou valorisant les déchets organiques.
L'essentiel des engagements donnés à ce titre concerne les achats de cogénération et, à un degré moindre, les achats d'éolien, hydrauliques et les achats d'électricité issue de l'incinération de déchets.
Pour l'année 2008, le volume d'achats s'élève à 26,6 TWh, dont 14 TWh au titre de la cogénération, 5 TWh au titre de l'éolien et 4 TWh au titre de l'hydraulique.
Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), instaurée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003.

### ACHATS DE GAZ ET AUTRES ÉNERGIES

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers des contrats long terme.
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.

### ACHATS DE COMBUSTIBLES NUCLÉAIRES

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. L'augmentation des engagements résulte d'une part de la conclusion de nouveaux contrats, augmentant en volume et dans la durée la couverture des besoins d'EDF en matière d'approvisionnement et d'autre part, de la réévaluation des coûts d'approvisionnement en uranium.

#### 36.1.1.2 ENGAGEMENTS SUR COMMANDES D'EXPLOITATION ET D'IMMOBILISATIONS

Il s'agit d'engagements réciproques pour 6 638 millions d'euros pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours dont 1 743 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR (European Pressurized Reactor) sur le site de Flamanville.

#### 36.1.1.3 AUTRES ENGAGEMENTS LIÉS À L'EXPLOITATION

Ils concernent principalement des engagements dans lesquels EDF est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple 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.

## 36.1.2 Engagements liés au financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales notamment pour 1 890 millions d'euros à EDF Energy, 500 millions d'euros à EDF Trading.

De plus, EDF a fourni une ligne de financement temporaire de 600 millions de dollars à Constellation Energy Group.

## 36.1.3 Engagements liés aux investissements

Accord avec Veolia Environnement : Veolia Environnement a accordé à EDF une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où un concurrent d'EDF viendrait à prendre le contrôle de Veolia Environnement. De même, EDF a accordé à Veolia Environnement une option d'achat sur la totalité de ses titres Dalkia dans l'hypothèse où le statut d'EDF serait modifié et où un concurrent de Veolia Environnement, agissant seul ou de concert, viendrait à prendre le contrôle d'EDF. À défaut d'accord entre les parties sur le prix de cession des titres, celui-ci serait fixé à dire d'expert.

Dans le cadre des accords conclus en décembre 2008 entre EDF Development Inc. et Constellation Energy Group, EDF a apporté une garantie de paiement des obligations de sa filiale pour un montant de 5,6 milliards de dollars.

# 36.2 Engagements hors bilan reçus

## 36.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :
- d'engagements réciproques pour 6 933 millions d'euros dont 6 638 millions d'euros sur les commandes d'exploitation et d'immobilisations ;
- d'engagements reçus de compagnies d'assurance pour couvrir les risques liés à la construction de la centrale de type EPR pour 2 843 millions d'euros ;
- des quotas d'émission de gaz à effet de serre restant à recevoir pour la période 2009-2012 pour 772 millions d'euros (soit 46,4 millions de tonnes de $C0_2$). Suite à la loi de finance rectificative 2008, les quotas alloués par l'État sur cette période diminuent de 20 millions d'euros.

## 36.2.2 Engagements liés au financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit pour 17 549 millions d'euros dont dispose EDF auprès de différentes banques, dont 11 000 millions de livres sterling au titre du crédit syndiqué dans le cadre du rachat de British Energy.

# 36.3 Autres natures d'engagements

## 36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Un ensemble de contrats à long terme a été passé avec un certain nombre d'électriciens européens au terme desquels EDF s'est engagé à livrer de l'électricité. Ces contrats sont de deux types :

- des contrats de co-financement de centrales nucléaires, portant selon les cas sur une centrale particulière ou un parc de production défini. Les entreprises ayant participé à ces financements ont un droit à l'énergie produite des centrales concernées au prorata de leur participation au financement initial ;
- des contrats commerciaux de vente à long terme adossés le plus souvent sur le parc de production nucléaire.

Par ailleurs, lors de la prise de participation dans EnBW en 2001, EDF s'est engagé auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement était destiné à favoriser l'accès de concurrents au marché français en palliant pendant quelques années les difficultés d'approvisionnement existant sur un marché français alors naissant.
EDF a la possibilité depuis février 2006 de déposer une demande argumentée de sortie du processus d'enchères. À ce jour, EDF a décidé de ne pas faire ce choix. Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé, en septembre 2006, un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF. En 2008, près de 43 TWh (contre 40 TWh en 2007) ont ainsi été mis à disposition du marché. Les enchères se poursuivent à ce jour à un rythme trimestriel.

Suite au contentieux qui a opposé EDF et Direct Énergie, le Conseil de la concurrence, par sa décision en date du 10 décembre 2007, a accepté et rendu obligatoire l'engagement proposé par EDF, de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs d'électricité en France une capacité significative d'électricité de 1 500 MW en base, soit environ 10 TWh par an sur des périodes allant jusqu'à 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer effectivement les offres d'EDF sur le marché libre de masse. EDF a proposé pour une première période de 5 ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en euros courants fixé à 36,8 euros/MWh pour 2008 et qui augmentera progressivement pour atteindre 47,2 euros/MWh en 2012. Concernant la deuxième période de dix ans, le prix a été fixé de manière à couvrir les coûts de développement par EDF de l'EPR à Flamanville.

Dans ce contexte, EDF a procédé le 12 mars 2008 et le 19 novembre 2008 à deux appels d'offre portant sur des contrats d'approvisionnement en électricité de base, portant chacun sur 500 MW pour une durée pouvant aller jusqu'à 15 ans. Le dernier appel d'offres sera organisé au second semestre 2009.

## 36.3.2 Accord de partenariat entre EDF et ENEL

EDF et ENEL ont signé, le 30 novembre 2007, un accord de partenariat industriel aux termes duquel ENEL participe financièrement à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction, d'exploitation, de déconstruction et gestion de l'aval du cycle nucléaire de la centrale nucléaire de type EPR, Flamanville 3 et reçoit en contrepartie 12,5 % de la production d'électricité de cette centrale sur la durée de son exploitation. EDF est l'exploitant nucléaire de la centrale et en assume en conséquence la responsabilité totale. Par ailleurs, préalablement à la réalisation effective de cet investissement, ENEL a la possibilité d'acquérir progressivement de l'énergie issue de la production du parc nucléaire d'EDF à concurrence d'une capacité totale de 1 200 MW.

# Note 37 Environnement


37.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre 469
37.2 Certificats d'économies d'énergie 470
37.3 Fonds Carbone 470


# 37.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

EDF s'est vu allouer des quotas d'émission de gaz à effet de serre depuis 2005.

Pour l'année 2008, le volume total des quotas alloués à EDF s'élève à 16,5 millions de tonnes, contre 23,5 millions pour l'année 2007. Au 31 décembre 2008, le volume des émissions s'élève à 17,6 millions de tonnes (20 millions de tonnes au 31 décembre 2007).

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre à recevoir pour la période 2009-2012 alloués à EDF s'élèvent à 46,4 millions de tonnes.

## 37.2 Certificats d'économies d'énergie

En application de loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et instaurant un système de certificats d'économies d'énergie concernant les personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et de l'avis n° 2006-D du 4 octobre 2006 du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité précisant le traitement comptable en normes françaises, EDF prend en considération dans ses comptes la gestion des certificats d'économies d'énergie.

Le montant de l'obligation d'économies d'énergie notifié à EDF, pour la période triennale du 1er juillet 2006 au 30 juin 2009, s'élève à 29 849 GWh cumac.

EDF s'est organisé pour porter des offres d'efficacité énergétique sur chacun de ses segments de marché et ainsi se mettre en capacité de réaliser l'obligation qui lui a été attribuée par l'arrêté du 17 octobre 2007. Les résultats à fin décembre sont conformes au plan de marche. À cette date, les certificats d'économie d'énergie détenus par EDF s'élèvent à 22 687 GWh cumac, 2 650 GWh cumac sont attendus suite à instruction des dossiers adressés aux pouvoirs publics.

## 37.3 Fonds Carbone

EDF a créé, en novembre 2006, un Fonds Carbone afin de diversifier sa politique d'obtention de permis d'émissions de quotas de gaz à effet de serre et renforcer ainsi sa capacité à assurer ses engagements environnementaux dans des conditions économiques optimales.

L'objectif de ce fonds est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents (Asie, Amérique du Sud, etc.) dans le cadre des Mécanismes de Développement Propre définis par le Protocole de Kyoto et d'obtenir des permis d'émissions, appelés crédits d'émission (Carbon Emission Reduction, CER).

Le Fonds Carbone associe EDF et certaines de ses filiales européennes (EDF Energy, Edison, EnBW et EDF Trading) qui disposeront des crédits d'émission obtenus. Ces derniers peuvent être restitués en lieu et place des quotas de gaz à effet de serre dans une limite basée sur un pourcentage de l'allocation fixé par chaque État. Dans le cadre de l'actuel Plan National d'Allocation des Quotas, la restitution des CER est plafonnée à 13,5 % de l'allocation.
La gestion de ce Fonds Carbone est confiée à EDF Trading qui développe et négocie les contrats d'achat de crédits d'émission.
Au 31 décembre 2008, le Fonds Carbone n'a pas d'impact significatif sur les états financiers d'EDF.

# Note 38 Rémunération des mandataires sociaux

Les membres des organes d'administration et de direction de la Société sont le Président du conseil d'administration, les Directeurs Généraux Délégués, et les membres externes du conseil d'administration.

Le montant brut global hors charges patronales des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence alloués par la Société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

| *(en millions d'euros)* | 2008 | 2007 |
|---|---|---|
| Organes de direction | 3 255 771 | 3 503 269 |
| Organes d'administration | 148 250 | 125 250 |

# Note 39 Événements postérieurs à la clôture


39.1 Acquisition de British Energy 471
39.2 Lancements d'emprunts obligataires 471
39.3 Construction d'un second EPR 471
39.4 Participation dans Alpiq Holding SA 471


## 39.1 Acquisition de British Energy

L'offre publique d'achat soumise aux actionnaires de British Energy par Lake Acquisitions Ltd s'est conclue favorablement le 5 janvier 2009, toutes les conditions suspensives ayant été levées.

Compte tenu des actions déjà acquises par Lake Acquisitions Ltd le 24 septembre 2008, la détention totale définitive de Lake Acquisitions Ltd s'élève à 96,44 % du capital émis de British Energy.

## 39.2 Lancements d'emprunts obligataires

EDF a procédé le 23 janvier 2009 à l'émission de deux emprunts obligataires en euros. Le premier est d'une maturité de 6 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 5,125 %, le second est d'une maturité de 12 ans, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 6,25 %.
Le 26 janvier 2009, EDF a réalisé une émission obligataire sur le marché américain d'un montant de 5 milliards de dollars sous la forme d'un placement privé réservé auprès d'investisseurs institutionnels (émission dans le cadre de la règle 144A de l'US Securities and Exchange Commission) qui comporte trois tranches :

- une tranche 5 ans d'un montant de 1,25 milliard de dollars, coupon 5,50 % ;
- une tranche 10 ans d'un montant de 2 milliards de dollars, coupon 6,50 % ;
- une tranche 30 ans d'un montant de 1,75 milliard de dollars, coupon 6,95 %.

Ces opérations participent au financement de la stratégie du Groupe et concourent au remboursement anticipé du crédit bancaire d'acquisition de British Energy tiré en janvier 2009.

## 39.3 Construction d'un second EPR

L'État a confirmé le 30 janvier 2009 la construction d'un second EPR, conduit par EDF, sur le site de Penly, en Seine-Maritime.

EDF saisira du projet ses instances de gouvernance.

EDF associera, en outre, à la réalisation de ce second EPR français des industriels, notamment GDF SUEZ, dans le cadre de partenariats.

## 39.4 Participation dans Alpiq Holding SA

Le 19 décembre 2008, les groupes suisses d'énergie Atel et EOS ont annoncé leur fusion sous l'appellation Alpiq Holding SA en vue de constituer un nouveau groupe énergéticien en Suisse.

Suite aux accords conclus entre EDF, EOS et CSM (consortium d'actionnaires historiques d'Atel), EDF a atteint à la fin du mois de janvier 2009 une participation de 25 % dans Alpiq Holding SA.

Le montant global de l'opération s'élève pour EDF à 1 057 millions de francs suisses. Pour la financer, EDF a apporté à Alpiq Holding SA ses droits à l'énergie issus de sa participation de 50 % dans le barrage d'Emosson, situé à la frontière franco-suisse, valorisés à 720 millions de francs suisses. Le solde de 337 millions de francs suisses a été versé en numéraire.

# Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

## EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2008

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 2008, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France SA, 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 :

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.15 et 29, qui résulte, comme indiqué en note 1.3 des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation 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. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- la note 1.2 de l'annexe qui expose un changement de méthode relatif au traitement comptable des plans d'attribution d'actions gratuites aux employés, réalisé en application de l'avis n° 2008-17 du 6 novembre 2008 du Conseil National de la Comptabilité.

## 2. JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

### RÈGLES ET PRINCIPES COMPTABLES

Les notes 1.4, 1.8 et 1.16 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, des immobilisations financières, ainsi que des provisions et engagements en faveur du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables visées ci-dessus et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Nous sommes également assurés du bien-fondé du changement de méthode visé ci-dessus et de la présentation qui en a été faite.

### ESTIMATIONS COMPTABLES

Les notes 1.15 et 29, et 1.16 et 30, exposent respectivement les hypothèses retenues pour l'évaluation d'une part des provisions de long terme liées à la production nucléaire et d'autre part des provisions et engagements en faveur du personnel. Nous avons procédé à l'appréciation des méthodes mises en œuvre par la Société sur la base des éléments disponibles à ce jour, et vérifié le caractère raisonnable de ces estimations.

Dans le contexte actuel de forte volatilité des marchés et de la difficulté certaine à appréhender les perspectives économiques, nous avons également procédé à l'appréciation du caractère raisonnable des données et hypothèses retenues concernant l'évaluation des actifs financiers.

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 aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur :

- la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels ;
- la sincérité des informations données dans le rapport de gestion relatives aux rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux concernés, ainsi qu'aux engagements consentis en leur faveur à l'occasion de la prise, de la cessation ou du changement de fonctions ou postérieurement à celles-ci.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital et des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris-La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2009

Les Commissaires aux comptes

| **KPMG Audit**<br>***Département de KPMG S.A.*** | | **Deloitte & Associés** | |
|---|---|---|---|
| Jean-Luc Decornoy | Michel Piette | Amadou Raimi | Tristan Guerlain |

# Annexe F
# GROUPE EDF

## Table de concordance – Rapport Financier Annuel

# Annexe F

# Table de concordance – Rapport Financier Annuel

Le Rapport Financier Annuel de l'exercice 2008, 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, est constitué des sections du Document de Référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

| | Sections du Document de Référence |
|---|---|
| Comptes annuels d'EDF SA | Annexe E |
| Comptes consolidés du groupe EDF | Section 20.1 |
| Rapport de gestion | Chapitre 9 (activité du Groupe)<br>Chapitre 4 (risques)<br>Section 21.1.5 (autorisations financières)<br>Chapitres 18 et 21 (informations relatives à la structure et à la composition du capital, à l'exercice des droits de vote, à la désignation des administrateurs)<br>Chapitre 16 (pouvoirs du conseil d'administration)<br>Chapitre 15 (indemnités pour les administrateurs)<br>Section 21.1.2 (programme de rachat d'actions) |
| Attestation du responsable du rapport financier annuel | Section 1.2 |
| Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF SA | Annexe E |
| Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe EDF | Section 20.2 |

# Annexe G
# GROUPE EDF

## Résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 20 mai 2009

# Annexe G

# Résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 20 mai 2009

## ORDRE DU JOUR

### À TITRE ORDINAIRE :

- Rapports du Conseil d'administration ;
- Rapports des Commissaires aux comptes ;
- Approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2008 ;
- Approbation des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2008 : résolution proposée par le Conseil d'administration d'EDF et résolution proposée par le Conseil de surveillance du FCPE Actions EDF ;
- Affectation du résultat de l'exercice tel que ressortant des comptes annuels et mise en distribution du dividende ;
- Conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce ;
- Jetons de présence complémentaires alloués au Conseil d'administration au titre de l'exercice 2008 : résolution proposée par le Conseil d'administration d'EDF et résolution proposée par le Conseil de surveillance du FCPE Actions EDF ;
- Jetons de présence alloués au Conseil d'administration ;
- Autorisation à conférer au Conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société.

### À TITRE EXTRAORDINAIRE :

- Délégation de compétence au Conseil d'administration pour augmenter le capital social avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires ;
- Délégation de compétence au Conseil d'administration pour augmenter le capital social avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires ;
- Autorisation du Conseil d'administration pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription ;
- Délégation de compétence au Conseil d'administration pour augmenter le capital social par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise ;
- Délégation de compétence au Conseil d'administration pour augmenter le capital social en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société ;
- Autorisation au Conseil d'administration pour augmenter le capital social en vue de rémunérer des apports en nature consentis à la Société ;
- Délégation de pouvoirs au Conseil d'administration pour augmenter le capital social au profit des adhérents au Plan d'Épargne Groupe d'EDF ;
- Autorisation au Conseil d'administration de réduire le capital social ;
- Pouvoirs pour formalités.

## À TITRE ORDINAIRE

### Première résolution

**(Approbation des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2008)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du Conseil d'administration ainsi que des rapports des Commissaires aux comptes, approuve les comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2008, comprenant le bilan, le compte de résultat et l'annexe, tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports. Elle arrête le bénéfice de cet exercice à 867 394 558,51 euros.

Il est précisé que le montant global des dépenses et charges visées à l'article 223 quater du Code général des impôts est de 871 167 euros.

### Deuxième résolution

**(Approbation des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2008)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du Conseil d'administration ainsi que du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés, approuve les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2008, comprenant le bilan et le compte de résultat consolidés ainsi que l'annexe, tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports.

### Troisième résolution

**(Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2008, tel que ressortant des comptes annuels et mise en distribution du dividende)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels :

- constate que le bénéfice distribuable s'élève à 7 780 208 905,84 euros et décide de verser aux actionnaires, à titre de dividende, 1,28 euro par action ;
- et décide d'affecter le solde du bénéfice distribuable au poste « report à nouveau ».

Le montant global du dividende s'élève en conséquence au maximum à 2 332 378 995,20 euros, étant précisé que les actions qui seraient éventuellement détenues par la Société à la date de mise en paiement du dividende, n'y donneront pas droit, la somme correspondant au dividende non versé à hauteur de ces actions serait affectée au poste « report à nouveau ».

Sur décision du Conseil d'administration dans sa séance du 30 novembre 2008, un acompte sur dividende de 0,64 euro par action a été mis en paiement le 17 décembre 2008, représentant un montant global de 1 166 189 497,60 euros. Le solde à distribuer représente ainsi 0,64 euro par action, pour un montant global de 1 166 189 497,60 euros et sera mis en paiement dans les 30 jours de la date de l'Assemblée générale mixte.

Il est précisé que la totalité du dividende est éligible à la réfaction de 40 % mentionnée à l'article au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts, bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France et soumises à l'impôt sur le revenu, dans les conditions et limites légales.

*Il est rappelé que les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :*

| Exercice | Nombre d'actions | Dividende par action | Dividende total (distribué en euros déduction faite des actions auto-détenues) | Quote-part du dividende éligible à la réfaction[1] |
|---|---|---|---|---|
| 2005 | 1 822 171 090 | 0,79 | 1 439 170 388,51 | 100% |
| 2006 | 1 822 171 090 | 1,16 | 2 113 624 504,40 | 100% |
| 2007 | 1 822 171 090 | 1,28 | 2 330 266 755,20 | 100% |

*(1) Réfaction de 40 % mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts.*

## Résolution A

*(Résolution proposée par le Conseil de surveillance du FCPE Actions EDF concernant l'affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2008 et la mise en distribution du dividende. Ce projet de résolution a été examiné par le Conseil d'administration d'EDF dans sa séance du 1er avril 2009, qui ne l'a pas agréé)*

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels :

(i) constate que le bénéfice distribuable s'élève à 7 780 208 905,84 euros et décide de verser aux actionnaires, à titre de dividende, 0,64 euro par action ;

(ii) et décide d'affecter le solde du bénéfice distribuable au poste « report à nouveau ».

Le montant global du dividende s'élève en conséquence au maximum à 1 166 189 497,60 euros, étant précisé que les actions qui seraient éventuellement détenues par la Société à la date de mise en paiement du dividende, n'y donneront pas droit, la somme correspondant au dividende non versé à hauteur de ces actions serait affectée au poste « report à nouveau ».

Sur décision du Conseil d'administration dans sa séance du 30 novembre 2008, un acompte sur dividende de 0,64 euro par action a été mis en paiement le 17 décembre 2008, représentant un montant global de 1 166 189 497,60 euros. Le solde à distribuer par action est nul.

| Exercice | Nombre d'actions | Dividende par action | Dividende total distribué |
|---|---|---|---|
| 2005 | 1 822 171 090 | 0,79 € | 1 439 170 388,51 € |
| 2006 | 1 822 171 090 | 1,16 € | 2 113 624 504,40 € |
| 2007 | 1 822 171 090 | 1,28 € | 2 330 266 755,20 € |

Il est précisé que la totalité du dividende est éligible à la réfaction de 40 % mentionnée au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts, bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France et soumises à l'impôt sur le revenu, dans les conditions et limites légales.

## Quatrième résolution

**(Convention visée à l'article L. 225-38 du Code de commerce)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce, prend acte des conclusions de ce rapport et approuve les conventions dont il fait état.

## Cinquième résolution

**(Jetons de présence complémentaires alloués au Conseil d'administration au titre de l'exercice 2008)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, décide de fixer à 32 000 euros le montant complémentaire de jetons de présence alloués aux membres du Conseil d'administration au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2008.

## Résolution B

*(Résolution proposée par le Conseil de surveillance du FCPE Actions EDF concernant les jetons de présence complémentaires alloués au Conseil d'administration au titre de l'exercice 2008. Ce projet de résolution a été examiné par le Conseil d'administration d'EDF dans sa séance du 1er avril 2009, qui ne l'a pas agréé)*

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, décide de ne pas attribuer de jetons de présence complémentaires aux membres du Conseil d'administration au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2008.

## Sixième résolution

**(Jetons de présence alloués au Conseil d'administration)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, décide de fixer à 180 000 euros le montant des jetons de présence alloués aux membres du Conseil d'administration pour l'exercice en cours et les exercices ultérieurs, et ce jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée générale.

## Septième résolution

**(Autorisation au Conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration,

- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation donnée par l'Assemblée générale ordinaire du 20 mai 2008, par sa 6e résolution, d'acheter des actions de la Société, et
- autorise le Conseil d'administration à acheter des actions de la Société en vue :
  - de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières représentatives de titres de créance donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions de la Société, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières ;
  - de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ;
  - 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 ;
  - d'allouer des actions aux salariés du groupe EDF, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au profit des salariés 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 (en ce compris toute cession d'actions visée par les articles susvisés du Code du travail), ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations ;
  - de réduire le capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés.

Les achats d'actions de la Société pourront 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 la présente assemblée ; et
- le nombre d'actions que la Société détiendra, directement ou indirectement, 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 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, aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera.

Le montant maximal des fonds destinés à la réalisation de ce programme d'achat d'actions sera de 2 milliards d'euros.

Le prix d'achat ne devra pas excéder 90 euros par action, étant précisé que le Conseil d'administration pourra ajuster ce prix maximum, 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.

La présente autorisation est conférée pour une durée de 18 mois à compter de la présente Assemblée.

Le Conseil d'administration aura tous pouvoirs en vue de mettre en œuvre la présente autorisation, avec faculté de délégation, à l'effet de passer tous ordres en bourse ou hors marché, affecter ou réaffecter les actions acquises aux différentes finalités poursuivies dans les conditions légales et réglementaires applicables, remplir toutes formalités et d'une manière générale, faire tout ce qui est nécessaire.

Le Conseil d'administration informera chaque année l'Assemblée générale des opérations réalisées en application de la présente résolution.

### À TITRE EXTRAORDINAIRE :

## Huitième résolution

**(Délégation de compétence au Conseil d'administration pour augmenter le capital social avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément aux articles L. 225-129 à L. 225-129-6 et L. 228-91 à L. 228-97 du Code de commerce :

- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'Assemblée générale extraordinaire de la Société du 24 mai 2007, par sa 8ème résolution ;
- délègue au Conseil d'administration sa compétence pour décider l'émission avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires (i) d'actions de la Société, (ii) de valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre de la Société, (iii) de valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre d'une société dont la Société possède directement ou indirectement plus de la moitié du capital (la « Filiale »), dont la souscription pourra être opérée soit en espèces, soit par compensation de créances ;
- délègue également sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance de la Société.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 45 millions d'euros (le « Plafond »).

Il est précisé que (i) ce Plafond est commun à toutes les augmentations de capital social réalisées immédiatement ou à terme en vertu des 8ème, 9ème, 10ème, 12ème et 13ème résolutions soumises à la présente Assemblée, dont le montant nominal s'imputera en conséquence sur ce Plafond et (ii) que ce Plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Les valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société ou d'une Filiale ainsi émises pourront consister en des titres de créance ou être associées à l'émission de tels titres, ou encore en permettre l'émission comme titres intermédiaires.

Les titres de créance émis en vertu de la présente délégation pourront revêtir notamment la forme de titres subordonnés ou non à durée déterminée ou non, et être émis soit en euros, soit en devises.

Les titres émis pourront, le cas échéant, être assortis de bons donnant droit à l'attribution, à l'acquisition ou à la souscription d'obligations ou d'autres valeurs mobilières représentatives de créance.

Le montant nominal des titres de créance émis ne pourra excéder 4 500 000 000 euros ou leur contre-valeur à la date de la décision d'émission, étant précisé que ce montant est commun à l'ensemble des titres de créance dont l'émission serait réalisée sur le fondement des 8ème, 9ème, 10ème, 12ème et 13ème résolutions soumises à la présente Assemblée.

Les émissions de bons de souscription d'actions de la Société pourront être réalisées par offre de souscription, mais également par attribution gratuite aux propriétaires des actions anciennes et qu'en cas d'attribution gratuite de bons autonomes de souscription, le Conseil d'administration aura la faculté de décider que les droits d'attribution formant rompus ne seront pas négociables et que les titres correspondants seront vendus.

Le Conseil d'administration pourra prendre toutes mesures destinées à protéger les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital existant au jour de l'augmentation de capital.

Les actionnaires pourront exercer, dans les conditions prévues par la Loi, leur droit préférentiel de souscription à titre irréductible. En outre, le Conseil d'administration aura la faculté de conférer aux actionnaires le droit de souscrire à titre réductible un nombre d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, supérieur à celui qu'ils pourraient souscrire à titre irréductible, proportionnellement aux droits de souscription dont ils disposent et, en tout état de cause, dans la limite de leur demande.

Si les souscriptions à titre irréductible et, le cas échéant, à titre réductible, n'ont pas absorbé la totalité d'une émission de valeurs mobilières, le Conseil d'administration pourra utiliser, dans l'ordre qu'il déterminera, l'une ou plusieurs des facultés ci-après :

- limiter l'émission au montant des souscriptions recueillies à la condition que celui-ci atteigne les trois-quarts au moins de l'émission décidée ;
- répartir librement tout ou partie des titres non souscrits à titre irréductible et, le cas échéant, à titre réductible ;
- offrir au public tout ou partie des titres non souscrits.

L'Assemblée générale constate que cette délégation emporte de plein droit au profit des porteurs de valeurs mobilières émises au titre de la présente résolution et donnant accès au capital de la Société, renonciation des actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions auxquels ces valeurs mobilières donnent droit.

La délégation conférée au Conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente assemblée.

## Neuvième résolution

**(Délégation de compétence au Conseil d'administration pour augmenter le capital social avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément aux articles L. 225-129 à L. 225-129-6, L. 225-135 et L. 225-136, L. 228-91 à L. 228-97 du Code de commerce :

- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'Assemblée générale extraordinaire de la Société du 24 mai 2007, par sa 9ème résolution ;
- délègue au Conseil d'administration sa compétence pour décider l'émission, sans droit préférentiel de souscription dans le cadre des dispositions de l'article L. 225-136 du Code de commerce (i) d'actions de la Société, (ii) de valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre de la Société, (iii) de valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions existantes ou à émettre d'une société dont la Société possède directement ou indirectement plus de la moitié du capital (la « Filiale »), dont la souscription pourra être opérée soit en espèces, soit par compensation de créances ;
- délègue également sa compétence au Conseil d'administration pour décider l'émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance de la Société.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 45 millions d'euros (le « Plafond »). Il est précisé que (i) ce Plafond est commun à toutes les augmentations de capital social réalisées immédiatement ou à terme en vertu des 8ème, 9ème, 10ème, 12ème et 13ème résolutions soumises à la présente Assemblée, dont le montant nominal s'imputera en conséquence sur ce Plafond et (ii) que ce Plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Le montant nominal des augmentations de capital, immédiates ou à terme, résultant des émissions qui seraient réalisées par offre(s) s'adressant exclusivement à des investisseurs qualifiés au sens du Code monétaire et financier, n'excédera pas le montant du plafond prévu par la Loi et la réglementation.

Les valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société ou d'une Filiale ainsi émises pourront consister en des titres de créance ou être associées à l'émission de tels titres, ou encore en permettre l'émission comme titres intermédiaires.

Les titres de créance émis en vertu de la présente délégation pourront revêtir notamment la forme de titres subordonnés ou non à durée déterminée ou non, et être émis soit en euros, soit en devises.

Décide que le montant nominal global de l'ensemble des titres de créance émis en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, le plafond relatif aux titres de créance prévu à la 8ème résolution soumise à la présente Assemblée.

L'Assemblée générale décide de supprimer le droit préférentiel de souscription des actionnaires à ces actions et valeurs mobilières à émettre, dans les conditions prévues par l'article L. 225-136 du Code de commerce,

par offre au public et/ou par offre s'adressant à des investisseurs qualifiés au sens du Code monétaire et financier.

Toutefois, le Conseil d'administration aura la faculté de conférer aux actionnaires, pour tout ou partie d'une émission effectuée, un délai de priorité de souscription ne donnant pas lieu à la création de droits négociables et pourra être éventuellement complété par une souscription à titre réductible. Les titres non souscrits en vertu de ce droit pourront faire l'objet d'un placement public ou d'un placement privé s'adressant à des investisseurs qualifiés au sens du Code monétaire et financier, en France et/ou à l'international.

Si les souscriptions, y compris, le cas échéant, celles des actionnaires, n'ont pas absorbé la totalité de l'émission, le Conseil d'administration pourra limiter l'émission au montant des souscriptions reçues, sous la condition que celui-ci atteigne au moins les trois quarts de l'émission décidée.

L'Assemblée générale constate que cette délégation emporte de plein droit au profit des porteurs de valeurs mobilières émises au titre de la présente résolution et donnant accès au capital de la Société, renonciation des actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions auxquelles ces valeurs mobilières donnent droit.

L'Assemblée générale décide que :

- le prix d'émission des actions émises directement sera au moins égal à la moyenne pondérée des premiers cours cotés des trois dernières séances de bourse sur le marché Euronext Paris précédant la fixation du prix de souscription de l'augmentation, éventuellement diminuée d'une décote maximale de 5 % après, le cas échéant, correction de cette moyenne en cas de différence entre les dates de jouissance ;
- le prix d'émission des valeurs mobilières donnant accès au capital sera tel que la somme perçue immédiatement par la Société, majorée, le cas échéant, de celle susceptible d'être perçue ultérieurement par elle, soit, pour chaque action émise en conséquence de l'émission de ces valeurs mobilières, au moins égale au prix de souscription minimum défini à l'alinéa précédent.

La délégation conférée au Conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente Assemblée.

## Dixième résolution

**(Autorisation au Conseil d'administration pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément à l'article L. 225-135-1 du Code de commerce, autorise le Conseil d'administration à décider, dans les délais et limites prévus par la Loi et la réglementation applicables au jour de l'émission (à ce jour, dans les trente jours de la clôture de la souscription, dans la limite de 15 % de l'émission initiale et au même prix que celui retenu pour l'émission initiale), pour chacune des émissions décidées en application des 8ème et 9ème résolutions soumises à la présente Assemblée, l'augmentation du nombre de titres à émettre, sous réserve du respect du plafond prévu dans la résolution en application de laquelle l'émission est décidée.

L'autorisation conférée au Conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente Assemblée.

## Onzième résolution

**(Délégation de compétence au Conseil d'administration pour augmenter le capital social par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, conformément aux articles L. 225-129 à L. 225-129-6 et L. 225-130 du Code de commerce,

Met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'Assemblée générale extraordinaire de la Société du 24 mai 2007, par sa 11ème résolution, et

Délègue au Conseil d'administration sa compétence pour augmenter le capital social par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise, soit encore par la conjugaison avec une augmentation de capital en numéraire réalisée en vertu des résolutions précédentes, et sous forme d'attributions gratuites d'actions ou d'augmentation de la valeur nominale des actions existantes, soit en combinant les deux opérations.

Décide que le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, réalisée en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 1 milliard d'euros. Il est précisé (i) que ce plafond est fixé de façon autonome et distincte des plafonds d'augmentations de capital résultant des émissions d'actions ou de valeurs mobilières autorisées par les 8ème, 9ème, 10ème, 12ème et 13ème résolutions soumises à la présente Assemblée et (ii) que ce plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Le Conseil d'administration aura la faculté de décider que les droits formant rompus ne seront ni négociables, ni cessibles et que les titres correspondants seront vendus ; les sommes provenant de la vente seront allouées aux titulaires des droits dans le délai prévu par la réglementation.

La délégation conférée au Conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la date de la présente Assemblée générale.

## Douzième résolution

**(Délégation de compétence au Conseil d'administration pour augmenter le capital social en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément aux articles L. 225-129-2, L. 225-148 et L. 228-91 et suivants du Code de commerce,

Met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'Assemblée générale extraordinaire de la Société du 24 mai 2007, par sa 12ème résolution.

Délègue au Conseil d'administration, pour une durée de 26 mois à compter du jour de la présente assemblée, sa compétence pour décider, sur le fondement et dans les conditions prévues par la 9ème résolution, l'émission d'actions de la Société ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions existantes ou à émettre de la Société, en rémunération des titres apportés à une offre publique d'échange initiée en France ou à l'étranger, selon les règles locales, par la Société sur des titres d'une société

dont les actions sont admises aux négociations sur l'un des marchés réglementés visés à l'article L. 225-148 susvisé, et décide, en tant que de besoin, de supprimer, au profit des porteurs de ces titres, le droit préférentiel de souscription des actionnaires à ces actions et valeurs mobilières.

Prend acte que la présente délégation emporte renonciation par les actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions auxquelles les valeurs mobilières qui seraient émises sur le fondement de la présente délégation, pourront donner droit.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 45 millions d'euros et que le montant nominal des augmentations de capital réalisées en vertu de la présente délégation s'imputera sur le plafond nominal global d'augmentation de capital fixé par la 9ème résolution soumise à la présente assemblée.

Il est précisé que ce plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Décide que le montant nominal global de l'ensemble des titres de créance émis en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, le plafond relatif aux titres de créance prévu à la 8ème résolution soumise à la présente assemblée.

Décide que le Conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, à l'effet, notamment, de :

- mettre en œuvre les offres publiques visées par la présente résolution ;
- fixer la parité d'échange ainsi que, le cas échéant, le montant de la soulte en espèces à verser ;
- déterminer les dates, conditions d'émission, notamment le prix et la date de jouissance, des actions, ou, le cas échéant, des valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société et, le cas échéant, modifier les modalités des titres émis en vertu de la présente résolution, pendant la durée de vie des titres concernés et dans le respect des formalités applicables ;
- inscrire au passif du bilan à un compte « Prime d'apport », sur lequel porteront les droits de tous les actionnaires, la différence entre le prix d'émission des actions nouvelles et leur valeur nominale et procéder, s'il y a lieu, à l'imputation sur ladite « Prime d'apport » de l'ensemble des frais et droits occasionnés par l'opération autorisée ;
- prendre généralement toutes dispositions utiles et conclure tous accords.

## Treizième résolution

### (Autorisation au Conseil d'administration pour augmenter le capital social en vue de rémunérer des apports en nature consentis à la Société)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément à l'article L. 225-147 et aux articles L. 228-91 et suivants du Code de commerce :

Met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'Assemblée générale extraordinaire de la Société du 24 mai 2007, par sa 13ème résolution, et

Délègue au Conseil d'administration les pouvoirs nécessaires pour augmenter le capital social, dans la limite de 10% du capital social (tel qu'existant à la date de la présente Assemblée), sur le rapport du ou des commissaires aux apports, en vue de rémunérer des apports en nature consentis à la Société et constitués de titres de capital ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, lorsque les dispositions de l'article L. 225-148 du Code de commerce ne sont pas applicables.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 45 millions d'euros et que le montant nominal des augmentations de capital réalisées en vertu de la présente délégation s'imputera sur le plafond nominal global d'augmentation de capital fixé par la 9ème résolution soumise à la présente Assemblée.

Il est précisé que ce plafond ne tient pas compte des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements opérés pour préserver les droits des porteurs de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société.

Décide que le montant nominal global de l'ensemble des titres de créance émis en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, le plafond relatif aux titres de créance prévu à la 8ème résolution soumise à la présente Assemblée.

Décide, en tant que de besoin, de supprimer, au profit des porteurs des titres de capital ou valeurs mobilières, objet des apports en nature, le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux actions et valeurs mobilières ainsi émises.

Prend acte que la présente délégation emporte renonciation par les actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions auxquelles les valeurs mobilières qui seraient émises sur le fondement de la présente délégation, pourront donner droit.

Décide que le Conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, notamment à l'effet d'arrêter toutes les modalités et conditions des opérations autorisées et notamment évaluer les apports ainsi que l'octroi, le cas échéant, d'avantages particuliers et de constater la réalisation de l'augmentation de capital et modifier les statuts en conséquence, et

La délégation conférée au Conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente Assemblée.

## Quatorzième résolution

### (Délégation de pouvoirs au Conseil d'administration pour augmenter le capital social au profit des adhérents au Plan d'Épargne Groupe d'EDF)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément aux articles L. 225-129-6, L. 225-138 I et II et L. 225-138-1 du Code de commerce et aux articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail :

Met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'Assemblée générale extraordinaire de la Société du 24 mai 2007, par sa 14ème résolution, et

Délègue au Conseil d'administration tous pouvoirs à l'effet d'augmenter le capital social de la Société, par l'émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions existantes ou à émettre de la Société, réservée aux salariés et anciens salariés, adhérents du plan d'épargne d'entreprise du groupe EDF.

Fixe le plafond du montant nominal d'augmentation de capital de la Société, immédiat ou à terme, résultant de l'ensemble des émissions réalisées en vertu de la présente délégation à 10 millions d'euros, étant précisé que

ce plafond est fixé compte non tenu du nominal des actions de la Société à émettre, éventuellement, au titre des ajustements effectués pour protéger les titulaires de droits attachés aux valeurs mobilières donnant accès à des actions.

Fixe la décote à 20 % par rapport à la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour de la décision fixant la date d'ouverture des souscriptions. Toutefois, l'Assemblée générale autorise expressément le Conseil d'administration à réduire ou supprimer la décote susmentionnée, s'il le juge opportun, afin de tenir compte, *inter alia*, des régimes juridiques, comptables, fiscaux et sociaux applicables localement.

Décide que le Conseil d'administration pourra prévoir, dans la limite des dispositions légales et réglementaires applicables, l'attribution, à titre gratuit, d'actions à émettre ou déjà émises ou d'autres titres donnant accès au capital de la Société à émettre ou déjà émis, au titre de l'abondement, ou le cas échéant de la décote.

Décide de supprimer, au profit de ces salariés et anciens salariés, le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux actions ou valeurs mobilières donnant accès à des actions à émettre dans le cadre de la présente délégation, et de renoncer à tout droit aux actions ou autres valeurs mobilières attribuées gratuitement sur le fondement de la présente délégation.

Décide que Conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente résolution et notamment pour :

- fixer le périmètre, les modalités et conditions des opérations et arrêter les dates et les modalités des émissions qui seront réalisées en vertu de la présente autorisation ;
- fixer les dates d'ouverture et de clôture des souscriptions, les dates de jouissance, les modalités de libération des actions et des autres valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société ;
- consentir des délais pour la libération des actions et, le cas échéant, des autres valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société, demander l'admission en bourse des titres créés partout où il avisera.

La délégation conférée au Conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 26 mois à compter de la présente Assemblée.

## Quinzième résolution

**(Autorisation au Conseil d'administration de réduire le capital social)**

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et du rapport des Commissaires aux comptes, conformément à l'article L. 225-209 du Code de commerce,

Met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'Assemblée générale extraordinaire de la Société du 24 mai 2007, par sa 16ème résolution, et

Autorise le Conseil d'administration à réduire le capital social par annulation de tout ou partie des actions rachetées dans le cadre d'un programme de rachat de ses propres actions par la Société, dans la limite de 10 % du capital par périodes de 24 mois, étant rappelé que cette limite de 10 % s'applique à un montant du capital de la Société qui sera, le cas échéant, ajusté pour prendre en compte des opérations affectant le capital social postérieurement à la présente Assemblée.

Autorise le Conseil d'administration à imputer la différence entre la valeur de rachat des actions annulées et leur valeur nominale sur les primes et réserves disponibles.

Donne à cet effet tous pouvoirs au Conseil d'administration, avec faculté de subdélégation dans les conditions légales et réglementaires, pour en fixer les conditions et modalités et modifier les statuts de la Société en conséquence et plus généralement, faire tout ce qui sera nécessaire.

L'autorisation conférée au Conseil d'administration par la présente résolution est valable pour une durée de 18 mois à compter de la présente Assemblée.

## Seizième résolution

**(pouvoirs pour formalités)**

L'Assemblée générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée en vue de l'accomplissement de toutes les formalités légales ou administratives et faire tous dépôts et publicité prévus par la législation en vigueur.

22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
edf.com
SA au capital de 911 085 545 euros
552 0 81 317 RCS Paris

Conception
MAKHEIA GROUP
et
Réalisation
BOWNE
Y01864

Photo en couverture : Centrale thermique de Vaires-sur-Marne (France)
Crédit photo : Médiathèque EDF – Laurent Vautrin

AVRIL 2009

Le groupe EDF est certifié ISO 14001.

22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
**edf.com**
SA au capital de 911 085 545 euros – 552 081 317 RCS Paris