GROUPE EDF

DOCUMENT DE RÉFÉRENCE

RAPPORT FINANCIER ANNUEL

2011

Société anonyme
au capital de 924 433 331 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF
Document de référence
Rapport financier annuel 2011

Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») le 10 avril 2012, conformément à l'article 212-13 de son Règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF. Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.

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

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2010 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 269 à 383) et 20.2 (pages 384 et 385) du document de référence 2010 du groupe EDF ;

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 240 à 368) et 20.2 (pages 369 et 370) du document de référence 2009 du groupe EDF ;

- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 figurant au chapitre 9 (pages 163 à 206) du document de référence 2010 du groupe EDF.

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

Sommaire

1 **Personnes responsables** 7

1.1 Responsable du document de référence 8

1.2 Attestation du responsable du document de référence contenant le rapport financier annuel 8

2 **Contrôleurs légaux des comptes** 11

2.1 Commissaires aux comptes titulaires 12

2.2 Commissaires aux comptes suppléants 12

3 **Informations financières sélectionnées** 15

4 **Facteurs de risque** 19

4.1 Facteurs de risque 20

4.2 Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF 36

4.3 Facteurs de dépendance 45

5 **Informations concernant l'émetteur** 49

5.1 Histoire et évolution de la Société 50

5.2 Investissements 51

6 **Aperçu des activités** 53

6.1 Stratégie 55

6.2 Présentation de l'activité du groupe EDF en France 59

6.3 Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international 106

6.4 Autres activités et fonctions transverses 135

6.5 Environnement législatif et réglementaire 152

7 **Organigramme** 169

8 **Propriétés immobilières** 175

8.1 Actifs immobiliers tertiaires 176

8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction 176

8.3 Prêts d'accession à la propriété 176

9 **Examen de la situation financière et du résultat** 179

9.1 Chiffres clés 180

9.2 Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011 182

9.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2010 193

9.4 Flux de trésorerie et endettement financier net 201

9.5 Gestion et contrôle des risques marchés 205

10 **Trésorerie et capitaux** 217

11 **Recherche et développement, brevets et licences** 219

11.1 Organisation de la R&D et chiffres clés 220

11.2 Les priorités de la R&D 221

11.3 L'international et les partenariats 223

11.4 Politique de propriété intellectuelle 223

12 **Informations sur les tendances** 227

12.1 Événements postérieurs à la clôture 228

12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2012 229

13 **Perspectives financières** 231

14 **Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale** 233

14.1 Conseil d'administration 234

14.2 Comité exécutif 243

14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale 245

15 **Rémunération et avantages** 247

15.1 Rémunération des mandataires sociaux 248

15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages 250

15.3 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites 250

16 **Fonctionnement des organes d'administration et de direction** 253

16.1 Code de gouvernement d'entreprise 254

16.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 254

16.3 Organes créés par la Direction Générale 259

16.4 Démarche éthique 259

16.5 Code de déontologie boursière 260

16.6 Rapport du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225.37 du Code de commerce 260

17 Salariés – Ressources Humaines 263

17.1 Développement des compétences 264

17.2 Égalité des chances 268

17.3 Santé et sécurité – qualité de vie au travail 269

17.4 Sous-traitance 271

17.5 Politique de rémunération globale 271

17.6 Politique de protection sociale 273

17.7 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 276

18 Principaux actionnaires 279

18.1 Répartition du capital et des droits de vote 280

18.2 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 280

19 Opérations avec des apparentés 283

20 Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur 287

20.1 Informations financières historiques 289

20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 386

20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes 388

20.4 Politique de distribution de dividendes 389

20.5 Procédures judiciaires et arbitrages 389

20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale 396

21 Informations complémentaires 399

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société 400

21.2 Dispositions statutaires 405

22 Contrats importants 411

23 Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts 413

24 Documents accessibles au public 415

25 Informations sur les participations 417

Glossaire 419

Annexes 427

A. Rapport 2011 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 429

B. 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 de la société Électricité de France SA 449

C. Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés 453

D. Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes 459

E. Table de concordance rapport financier annuel 515

F. Projet de résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 et rapport des Commissaires aux comptes sur les opérations sur le capital 519

Dans le présent document de référence (le « document de référence »), sauf indication contraire, les termes « **Société** » et « **EDF** » renvoient à EDF SA, 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 4.1 (« **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 à la date de dépôt du présent document de référence ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document de référence, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document de référence pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent document de référence, notamment dans la section 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 4.1 (« **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 8

1.2 Attestation du responsable du document de référence contenant le rapport financier annuel 8

1. Personnes responsables

Responsable du document de référence

1.1 Responsable du document de référence

Henri PROGLIO, 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 contenu dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent document de référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du document de référence. Cette lettre ne contient pas d'observation.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 présentés dans le document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 386 et 387 du document, qui contient des observations relatives notamment à l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire.

Henri PROGLIO

Président-Directeur Général d'EDF

2.

Contrôleurs légaux des comptes

2.1 Commissaires aux comptes titulaires 12

2.2 Commissaires aux comptes suppléants 12

2. Contrôleurs légaux des comptes

Commissaires aux comptes titulaires

2.1 Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte et Associés
185, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par Messieurs Alain Pons et Patrick Suissa.

KPMG SA
Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris – la Défense cedex, représenté par Messieurs Bernard Cattenoz et Jacques-François Lethu.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été initialement nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Leurs mandats ont été renouvelés par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les Commissaires aux comptes ci-dessus désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document de référence.

2.2 Commissaires aux comptes suppléants

BEAS
195, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine.

KPMG Audit IS
Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris – la Défense cedex.

Le mandat de la société BEAS, initialement nommée en qualité de Commissaire aux comptes suppléant par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010, a été renouvelé par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La société KPMG Audit IS a été nommée Commissaire aux comptes suppléant par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 en remplacement de la SCP Jean-Claude André, pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

3.

Informations financières sélectionnées

3. Informations financières sélectionnées

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 2011 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2011. Ces normes internationales comprennent les normes IAS *(International Accounting Standards)*, IFRS *(International Financial Reporting Standards)* et les interprétations (SIC et IFRIC).

Informations financières sélectionnées

Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous sont extraites des comptes consolidés du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 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 ») 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)	2011	2010 [1]	2010 [2]
Chiffre d'affaires	65 307	65 320	65 165
Excédent brut d'exploitation (EBE)	14 824	16 623	16 623
Résultat d'exploitation	8 286	6 240	6 240
Résultat avant impôts des sociétés intégrées [3]	4 506	1 814	1 814
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	**3 010**	**1 020**	**1 020**

(1) Les données publiées en 2011 au titre de l'exercice 2010 ont été retraitées de l'impact lié au changement de présentation des activités d'optimisation d'EDF Luminus.

(2) Données publiées en 2010 au titre de l'exercice 2010.

(3) Le résultat avant impôt 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 entreprises associées, du résultat net des activités en cours de cession et du résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

Extraits des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Actif non courant	163 026	158 744
Actif courant	67 980	63 670
Actifs détenus en vue de leur vente	701	18 145
TOTAL DE L'ACTIF	**231 707**	**240 559**
Capitaux propres – part du Groupe	30 570	31 317
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 337	5 586
Provisions non courantes	51 560	49 465
Autres passifs non courants	93 925	91 666
Passif courant	50 909	49 651
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	406	12 874
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**231 707**	**240 559**

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	2011	2010
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	8 497	11 110
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(6 791)	(14 927)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(1 591)	1 948
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	-	357
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**115**	**(1 512)**

Informations relatives à l'endettement financier net

La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE Réseau de Transport d'Électricité (ci-après « RTE »), entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Emprunts et dettes financiers	50 034	47 777
Dérivés de couvertures des dettes	(834)	49
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 743)	(4 829)
Actifs liquides	(9 024)	(9 285)
Prêts à RTE	(1 400)	(1 914)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	252	2 591
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**33 285**	**34 389**

4.

Facteurs de risque

4.1 Facteurs de risque 20
- 4.1.1 Risques liés aux marchés européens de l'énergie 20
- 4.1.2 Risques liés aux activités du Groupe 21
- 4.1.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe 27
- 4.1.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe 32
- 4.1.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions 35

4.2 Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF 36
- 4.2.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe 36
  - 4.2.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques 36
  - 4.2.1.2 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies 37
  - 4.2.1.3 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers 37
  - 4.2.1.4 Gestion et contrôle du risque de contrepartie 38
- 4.2.2 Gestion des risques industriels et environnementaux 39
  - 4.2.2.1 Gestion du risque sûreté nucléaire 39
  - 4.2.2.2 Gestion du risque de sûreté hydraulique 41
  - 4.2.2.3 Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe 41
  - 4.2.2.4 Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe 42
- 4.2.3 Assurances 42
  - 4.2.3.1 Organisation et politique Assurances 42
  - 4.2.3.2 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) 43
  - 4.2.3.3 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux 43
  - 4.2.3.4 Assurance dommages (hors biens nucléaires) 43
  - 4.2.3.5 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires 44
- 4.2.4 Gestion des crises 44
- 4.2.5 Éthique et vigilance 45

4.3 Facteurs de dépendance 45

4.1 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 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.

En particulier, le Groupe est confronté à des risques juridiques dans l'ensemble de ses activités et sur ses différents marchés. Les risques juridiques découlant notamment du cadre législatif et réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats mis en place et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs sont décrits ci-après et mentionnés dans la section 4.3 (« Facteurs de dépendance »). Les principaux litiges, procédures et arbitrages auxquels le Groupe est partie sont décrits à la section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

Les risques présentés ci-dessous concernent les risques liés aux marchés européens de l'énergie, les risques liés aux activités du Groupe, les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe, les risques liés à la structure et à la transformation du Groupe et enfin les risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions.

4.1.1 Risques liés aux 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 l'électricité, qui est son principal marché.

En France, depuis le 1er juillet 2007, le marché de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence. Tous les clients d'EDF ont 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, mais la modification du paysage concurrentiel (nouvelle réglementation, émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, etc.) peut amener EDF à perdre des parts de marché. Cette perte de parts de marché 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.

Ailleurs en Europe, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position des concurrents, régulation, etc.). Ainsi, dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit, comme en France, mener une stratégie de défense de ses parts de marché. 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 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 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 juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre 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. Ces évolutions futures du cadre juridique, que ce soit en France ou à l'étranger, pourraient notamment 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.

Au Royaume-Uni, par exemple, le cadre juridique encadrant l'accès des producteurs d'électricité au principal réseau britannique de transport et de distribution a été modifié en août 2010. Le régulateur britannique (Ofgem) examine actuellement un projet de révision des tarifs pour l'accès aux réseaux d'électricité qui pourrait entrainer des coûts plus élevés pour les unités de production existantes et impacter la rentabilité des nouvelles centrales. Cet examen a été appelé Projet TransmiT. Les recommandations de l'Ofgem sont attendues pour le printemps 2012.

Risques liés à l'importance du positionnement du Groupe sur le marché français de l'électricité.

Bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché du fait de l'ouverture à la concurrence, EDF devrait rester, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture.

Les activités de transport et de distribution, assurées respectivement par RTE et par Électricité Réseau Distribution France (« 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 (voir section 6.2.2 (« Opérations régulées France »)).

Bien qu'EDF se conforme et entende continuer à se conformer strictement aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination, des concurrents ont engagé et pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles, qui pourraient être tranchés dans un sens défavorable aux intérêts du Groupe.

Par ailleurs, les autorités compétentes ou certains États pourraient, en vue de préserver ou favoriser la concurrence sur certains marchés de l'énergie, prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou

financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré et équilibré (voir en particulier les sections 6.5.1.1 (« Législation européenne ») et 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)), ce qui pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le modèle, les activités et les résultats financiers du Groupe.

En France, par exemple, une des dispositions de la loi NOME du 7 décembre 2010 prévoit à titre transitoire, jusqu'à fin 2025, un accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH ») pour les opérateurs fournissant des clients finals et les gestionnaires de réseaux au titre de leurs pertes, résidant sur le territoire métropolitain national (voir la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). L'impact de ce dispositif peut être significatif sur les activités et les résultats d'EDF.

D'autres États européens pourraient aussi 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.

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 commercialisation et a procédé à la filialisation de ses activités de transport et de distribution, qui restent détenues à 100 % par le Groupe. EDF a été et pourrait être affecté par la perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact sur les perspectives et la rentabilité des activités de transport et de distribution en France (voir la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Parallèlement, EDF continuera à supporter certains risques liés à l'exploitation, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs.

Il pourrait en être de même dans des pays où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis au même type de contraintes réglementaires.

4.1.2 Risques liés aux activités du Groupe

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents, des catastrophes naturelles ou des agressions externes pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement particulier dans la section 4.1.3 (« 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 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 ainsi que les risques liés à des catastrophes naturelles ou 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 »)) en collaboration avec les 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, catastrophes naturelles, imprudences ou actes de malveillance).

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 ») et l'Agence pour la protection de la santé au Royaume-Uni (*UK Health Protection Agency*)) 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. Différents rapports publiés en 2009 (SCENIHR (*Scientific Committee on Emerging and Newly Identified Health Risks*)) et en 2010 (AFFSET et OPECST) ne modifient pas ces conclusions. Depuis 2002, le CIRC a classé les champs électromagnétiques basse fréquence au niveau 2B (cancérigène possible) sur son échelle de preuves scientifiques. Par ailleurs, l'OMS considère dans un rapport publié en juin 2007 que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles. RTE a lancé en 2010, avec l'Association des maires de France, un dispositif d'information et de mesures sur les champs magnétiques de très basse fréquence (50 Hz), à destination des maires de 18 000 communes qui se situent à proximité de lignes électriques à haute et très haute tension. Ce dispositif conjoint renforce la communication existante sur les CEM et vise à répondre, en toute transparence, aux questions les plus fréquemment posées sur le sujet. Il ne peut être exclu que les connaissances médicales sur les risques pour la santé dus à l'exposition à des CEM évoluent, que la sensibilité du public à ce type de risques augmente ou que le principe de précaution soit appliqué de façon très large. Au niveau communautaire comme au niveau français, de nouvelles réglementations visant notamment à appréhender les risques liés aux CEM sont en cours d'élaboration. Ainsi, en France, en application de la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 et de son décret d'application du 1er décembre 2011, à compter du 1er janvier 2012, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité doit réaliser un contrôle régulier des champs électromagnétiques induits par les lignes électriques. Le résultat de ces mesures doit être transmis annuellement à l'Agence française de sécurité sanitaire de l'environnement et du travail qui les rend publiques (voir section 6.5.4.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)). Tout ceci pourrait exposer le groupe EDF à des risques de contentieux plus nombreux ou conduire à l'adoption de mesures de sécurité plus contraignantes et plus coûteuses 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 »), rejets de gaz SF_6, 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 exploitants, et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les propres installations du Groupe.

Le Groupe met en œuvre, dans le cadre de la norme ISO 14001 (voir section 4.2.2.4 (« Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires du Groupe »)), les mesures nécessaires de prévention et de réparation éventuelle pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe non seulement d'un risque d'accident (explosion, incendie, etc.) survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine appartenant à un tiers. Cependant, de manière générale, le Groupe ne peut garantir que les mesures prises pour le contrôle de ces risques s'avéreront pleinement efficaces en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus. Un accident du type de ceux décrits ci-avant pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes, les biens et la continuité de l'exploitation, et la responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer significativement insuffisantes, et le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé. La fréquence et l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années, en particulier l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011, pourraient notamment avoir un impact sur les capacités du marché de l'assurance et de la réassurance et les coûts des couvertures d'assurances responsabilité civile et dommages pour le Groupe. En outre, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent éventuellement les mêmes risques.

Enfin, les installations ou actifs exploités 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 toutes formes d'agression ont été mises en œuvre en collaboration avec les autorités publiques. Néanmoins, comme pour toutes les mesures de sécurité destinées à se protéger contre une menace externe, le Groupe ne peut garantir qu'elles s'avéreront pleinement efficaces dans tous les cas. Une agression ou un acte de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et causer des interruptions de l'exploitation. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les réglementations européennes et nationales relatives à la protection des sites sensibles et des infrastructures critiques ne deviendront pas plus contraignantes, ce qui pourrait entraîner des investissements ou des coûts additionnels pour le Groupe.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur l'image, les activités, les résultats et la situation financière du Groupe.

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

En France, une partie importante des revenus du groupe EDF dépend de tarifs réglementés fixés par les pouvoirs publics ou les autorités de régulation (tarif réglementé de vente intégré et TURPE – voir section 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.

Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire bloquer les hausses de tarifs, à qualité de service équivalente. Ces mêmes autorités peuvent également modifier les conditions d'accès à ces tarifs régulés. Ainsi, la loi NOME du 7 décembre 2010 prévoit pour les fournisseurs concurrents d'EDF un accès à l'ARENH à un prix initial fixé à 40 /MWh au 1er juillet 2011, puis à 42 /MWh au 1er janvier 2012 par les Ministres chargés de l'économie et de l'énergie, mais les mécanismes régissant l'évolution de ce prix présentent encore des incertitudes. La loi NOME prévoit également que les moyennes et les grandes entreprises ne pourront plus bénéficier des tarifs réglementés de vente à compter du 1er janvier 2016, tandis que les particuliers et les professionnels pourront continuer à y prétendre. La réversibilité entre les offres de marché et les tarifs réglementés est possible sans limite de durée pour les particuliers et les professionnels et jusqu'au 31 décembre 2015 pour les moyennes et grandes entreprises (voir section 6.2.1.2.1.3.1 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente »)).

Le Groupe ne peut ni garantir que les dispositions légales et réglementaires relatives à cette réversibilité ne se prolongeront pas au-delà de ce qui est actuellement prévu, ni qu'il n'y aura pas d'autres dispositifs tarifaires mis en place. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les tarifs réglementés ou de rachat seront toujours fixés à un niveau qui lui permette de préserver sa capacité d'investissement à court, moyen et long terme et son intérêt patrimonial, en assurant une juste rémunération du capital investi par le Groupe dans ses actifs de production, de transport et de distribution.

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

Le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF le 24 octobre 2005 précise les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF par l'article 2 de la loi nº 2000-108 du 10 février 2000 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 6.4.3.5 (« 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 en raison de la prise en charge de ces missions et 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 d'EDF 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.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe – production, transport, distribution – requièrent de nombreuses autorisations administratives, aux niveaux tant local que national, en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique et les conditions qui y sont attachées peuvent être modifiées et ne sont pas toujours prévisibles. 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, coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation, compensations liées aux impacts environnementaux des ouvrages à construire). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations ou de nouvelles autorisations, pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la profitabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir 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, son développement ou les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport, distribution ou de fourniture dans le cadre de concessions de service public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de service public.

Ainsi, en France, ERDF n'est pas propriétaire de l'ensemble des actifs des réseaux de distribution : il les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)) qui lui garantissent le droit exclusif d'exercice des missions de développement, d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, et de fourniture aux tarifs réglementés de vente. Il résulte de la loi que seul ERDF 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, aujourd'hui, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ERDF ne peut pas être mis en concurrence avec d'autres acteurs. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative (voir section 6.5.3 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)). Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)).

En France, RTE est à la fois propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession, signé par le Ministre de l'Industrie (décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 – voir section 6.2.2.1 (« Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité») et section 6.5.2.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)).

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 à l'échéance 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 concessionnaire sortant lors du renouvellement, et le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 précise les conditions de renouvellement de ces concessions. Dans l'hypothèse où une concession arrivée à terme 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 des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux permettant d'augmenter les capacités de production, dès lors que ces travaux ont été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession.

Par ailleurs, l'État a annoncé en avril 2010 le périmètre des concessions hydrauliques qui seront renouvelées d'ici 2015, confirmant ainsi le principe retenu d'anticiper le terme de certaines concessions, afin d'opérer des regroupements par vallée. Certaines des échéances du calendrier de renouvellement des concessions étant d'ores et déjà dépassées, la Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL) Rhône-Alpes a actualisé le planning prévisionnel des deux premières concessions (Lac Mort et Drac) en 2011. Une mise à jour complète par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) du calendrier des appels d'offres concernant les concessions hydrauliques est attendue en 2012 (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). Les concessions dont le terme est anticipé par l'État pourraient faire l'objet d'une indemnisation de la part de l'État, destinée à compenser le manque à gagner, pour le concessionnaire sortant, résultant de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions. Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, font l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée en partie aux départements sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 a prévu que le taux de la redevance ne dépasse pas un plafond fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque mise en concurrence.

Le groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement, ni que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. Le Groupe ne peut non plus garantir que l'indemnisation qui serait versée par l'État en cas de cessation anticipée

de l'exploitation d'une concession permettra une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe, ni que la réglementation future concernant le plafonnement des redevances n'évoluera pas dans un sens qui pourrait être préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Hors de France, le Groupe exerce également ses activités dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent, notamment en Italie. 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 de production, transport et distribution d'énergie ainsi que les activités de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques, qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement, d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, ainsi que des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir section 6.5.4.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »). Un non-respect de ces réglementations pourrait exposer le Groupe à des contentieux significatifs. La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables, et le Groupe pourrait se trouver contraint de réparer des violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient alors pas partie du groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Par ailleurs, ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir section 6.5.6 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF »)), ce qui aurait un impact négatif sur les activités du Groupe et ses résultats financiers.

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 envisagés 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 extrafinancière et de l'image du Groupe.

Des évolutions de la réglementation en matière de certificats d'économies d'énergie (CEE) pourraient entraîner un alourdissement des obligations d'EDF et des coûts y afférents.

Le dispositif de certificats d'économies d'énergie (« CEE »), créé par la loi de programme n° 2005-781 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE) et ses textes d'application, modifié par la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 et désormais codifié aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser des obligations d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie.

Un objectif triennal d'économie est défini et réparti selon des conditions et modalités fixées par voie réglementaire, entre les personnes soumises à l'obligation de réaliser des économies d'énergie (les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Cet objectif était de 54 TWhc au cours de la 1re période, du 1er juillet 2006 au 30 juin 2009. La 2e période s'étend du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2013, et l'objectif s'élève à 345 TWhc. Sous peine de pénalités financières à caractère libératoire, les obligés doivent avoir produit à l'issue de la période concernée des certificats d'économies d'énergie correspondant à leur obligation, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques dits « éligibles » par le biais du registre national des certificats.

L'intensification de la concurrence et la diminution des principaux gisements, associés à l'accroissement des contraintes réglementaires, tendent à ralentir le rythme de production des CEE et à en renchérir le coût. Ce phénomène est accentué par la crise économique, qui réduit la capacité d'investissement des ménages et fragilise la filière du bâtiment.

Dans ce contexte, la proposition de directive efficacité énergétique adoptée en juin 2011 et les décisions politiques françaises conséquentes qui pourraient être prises dans l'hypothèse d'une reconduction du dispositif existant pour une troisième période, à partir de 2014, sont susceptibles de conduire à un alourdissement significatif des obligations. Ces dispositions pourraient accroître fortement les coûts commerciaux d'EDF et rendraient nécessaires une augmentation sensible des tarifs réglementés de vente, ces derniers étant fixés par les autorités publiques. EDF ne peut donc garantir que l'augmentation des coûts commerciaux serait complètement répercutée dans les tarifs.

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

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 pays des différences de prix qui seraient considérablement réduites 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 (les investissements étant décidés par les gestionnaires de réseaux de transport en toute indépendance vis-à-vis des producteurs), leur construction est toutefois ralentie notamment par des considérations environnementales, réglementaires et d'acceptabilité locale.

Au-delà, 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 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 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, difficulté à coordonner les acteurs dans un marché libéralisé.

De telles ruptures d'alimentation auraient en premier lieu pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et pourraient entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles impliqueraient également une baisse du chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, elles auraient un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

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.

EDF et ses filiales ont développé des plans de gestion de crise pour répondre aux catastrophes naturelles ou à des événements majeurs. Ces plans de gestion de crise sont régulièrement évalués et testés (voir section 4.2.4 (« Gestion des crises »)).

Comme les tempêtes Klaus (2009) et Xynthia (2010) en France, des catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes…), des variations climatiques significatives (sécheresses…) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (épidémie de grande ampleur…) pourraient affecter les activités du Groupe. Le groupe EDF, à partir du retour d'expérience de chacun des événements de ce type, met en œuvre des mesures qui ont pour objectif de permettre d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire.

Les mesures prises peuvent être coûteuses au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

ERDF a conclu en août 2011 un contrat d'une durée de 5 ans dont l'objet est de couvrir le réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences d'un risque « tempête » de grande ampleur. Avec une capacité de 150 millions d'euros, ce contrat déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice paramétrique, fonction de la vitesse du vent (voir section 4.2.3.4.3 (« Couverture tempêtes »)). Les réseaux aériens de RTE et des Systèmes Énergétiques Insulaires ne bénéficient d'aucune couverture « dommages aux biens ». Des dommages à ces réseaux pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe en cas d'absence ou d'insuffisance de couverture d'assurance. En outre, le renouvellement ou la mise en place de ces couvertures spécifiques pourraient s'avérer difficiles ou plus coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années sur les marchés de transfert alternatif de risques.

Dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré un plan visant à assurer la continuité de la fourniture d'électricité, en fonction de l'intensité de la crise, tout en garantissant la sécurité des installations et en minimisant les risques sanitaires encourus par ses salariés.

Enfin, à la suite de l'accident de Fukushima en 2011, EDF a décidé de compléter ses équipes de crise nationales d'une Force d'Action Rapide Nationale (« FARN ») capables de projeter en moins de 24 heures, sur un Centre Nucléaire de Production d'Électricité (« CNPE ») en difficulté, des équipes de compétences « conduite/maintenance » et « logistique ».

Malgré la mise en place d'une organisation de crise permettant de réagir avec réactivité à de tels événements (voir section 4.2.4 (« Gestion des crises »)), le Groupe ne peut garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, d'un aléa climatique ou de tout autre événement, dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible, n'aura pas de conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

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, en France, la consommation d'électricité est en principe plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques. Ainsi une faible hydraulicité ou de fortes chaleurs pourraient contraindre la production nucléaire du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages. De même, la production des parcs éoliens ou solaires dépend des conditions de vent ou d'ensoleillement des sites sur lesquels ces parcs sont installés.

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande en électricité et peuvent être affectés négativement par des conditions climatiques exceptionnelles ou par des conditions de vent ou d'ensoleillement moins favorables que prévus. 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.

Le Groupe ne peut pas garantir que les effets d'un ralentissement économique, tel que celui observé depuis octobre 2008, dans les zones géographiques où il opère 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'avéreraient plus efficaces, plus rentables, plus sûres, voire plus pertinentes au regard d'éventuels normalisations et standards ultérieurs, 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.

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

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de distribution. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO_2. Ces fluctuations sont 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 principalement à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement. Ainsi, le manque de liquidité peut limiter la capacité du Groupe à couvrir son exposition aux risques dans le marché de l'énergie. Par ailleurs, ces marchés restent, pour certains, en partie cloisonnés par pays, en raison notamment de l'insuffisance des interconnexions. En outre, ces marchés peuvent connaître des fluctuations importantes et difficilement prévisibles de prix à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité.

La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique « Risques marchés énergies » déployée par le Groupe (voir section 4.2.1.2 (« Gestion et contrôle des risques liés aux 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 risques de liquidité et 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 par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. 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 liés aux marchés financiers.

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

- risque de liquidité : le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement, 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. De plus, conformément à la pratique sur les marchés organisés énergétiques et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place sur certaines opérations de gré à gré par quelques entités du Groupe afin de réduire le risque de contrepartie. Ce dispositif pourrait amener le Groupe à devoir mobiliser des liquidités en cas de forte volatilité sur les marchés financiers et énergies (voir section 4.2.1.3.3 (« Risque de liquidité »)) ;
- risque de change : du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et les résultats financiers (voir section 4.2.1.3.4 (« Risque de change »)) ;
- risque sur actions : le Groupe est exposé au risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie, et des participations directement détenues par le Groupe (voir section 4.2.1.3.5 (« Risque actions »)) ;
- risque de taux d'intérêt : l'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux natures de risques : (i) un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et (ii) un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. Le risque de taux d'intérêt est également lié 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 dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir section 4.2.1.3.6 (« Risque de taux d'intérêt »)).

L'organisation et les principes de gestion de ces risques sont décrits à la section 4.2.1.3 (« Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers ») et les mesures de ces risques sont exposées à la section 9.5.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers »). Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuations importantes des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés actions.

La défaillance de contreparties du Groupe (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients) pourrait avoir un impact sur ses activités et ses résultats.

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients) notamment en cas de difficultés financières ponctuelles de celles-ci ou d'ouverture de procédures collectives les concernant. La défaillance de ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions sur le coût de projets menés par le Groupe, la qualité des travaux, les délais de réalisation, l'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques, et expose le Groupe à un risque d'image, de continuité de l'activité dans certains projets, voire à la perte de contrats, et à des surcoûts importants, notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Les procédures de surveillance et de suivi appliquées au sein du Groupe dans le cadre de son exposition au risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles sont décrites à la section 4.2.1.4 (« Gestion et contrôle du risque de contrepartie »).

La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail pourrait engager la responsabilité du Groupe.

Bien que le Groupe mette en œuvre les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui peuvent s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir section 6.2.1.1.3.3 (« 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 17.3 (« Santé et sécurité – qualité de vie au travail »). Pour une description des procédures en cours, voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

4.1.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial[1]. L'électricité nucléaire représente environ 91,6 % de sa production en France. EDF exploite depuis 2009 des actifs nucléaires au Royaume-Uni et aux États-Unis (au travers de CENG) : la part du nucléaire dans le mix électrique du groupe EDF représente ainsi un atout compétitif important. Le Groupe joue par ailleurs un rôle actif dans les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France, au Royaume-Uni, en Chine et potentiellement dans d'autres pays. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire 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 au cours de l'entreposage, de la manutention, du transport, du traitement et du conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels événements pourraient induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des centrales, voire l'interruption partielle ou totale de l'exploitation du parc de production du Groupe, et pourraient avoir des conséquences graves, notamment en cas de contaminations radioactives et d'irradiations des personnes travaillant pour le Groupe ou de la population et de l'environnement, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités, la stratégie, les perspectives et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens d'installations nucléaires, et les assurances associées, sont décrits aux sections 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») et 4.2.3.5 (« Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'événement causant un dommage, 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'événement, indépendamment de la cause de l'événement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la convention de Paris et de la convention de Bruxelles, actuellement en cours de ratification (voir section 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)), prévoient un relèvement de ces plafonds. L'entrée en vigueur de ces protocoles modificatifs, ou toute autre réforme visant à relever les plafonds de responsabilité des exploitants nucléaires, pourrait avoir un impact significatif sur le coût de l'assurance, que la Société n'est pas aujourd'hui en mesure d'estimer, et le Groupe ne peut pas garantir que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances.

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir section 4.2.3.5.2 (« Assurances dommages aux installations nucléaires »)). Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants

(1) Source : Nuclear Power Reactors in the World, International Atomic Energy Agency, édition 2010.

sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le marché de l'assurance d'événements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon le 11 mars 2011.

La survenance d'un accident nucléaire grave dans le monde pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Quelles que soient les précautions prises à la conception ou à l'exploitation, un accident grave est toujours possible sur une installation nucléaire, comme le démontre l'accident nucléaire survenu au Japon, à la suite du séisme et du tsunami qui ont ravagé le Nord du pays le 11 mars 2011. Un tel accident pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les autorités compétentes de durcir sensiblement les conditions d'exploitation des centrales, de ne pas autoriser les prolongations d'exploitation proposées, les conduisant à ne plus autoriser temporairement ou définitivement l'exploitation d'une ou plusieurs installations nucléaires ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire et donc aussi suspendre ou annuler tout projet de développement de centrales nucléaires en cours. Des décisions de ce type ont ainsi été prises en Allemagne (arrêt de la production d'origine nucléaire) et en Italie (arrêt des projets de construction de centrales nucléaires) à la suite de l'accident de Fukushima. Il ne peut pas non plus être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en l'absence d'un accident.

Un tel accident pourrait aussi avoir pour effet, en cas de proximité avec une ou plusieurs installations du Groupe, de contaminer leur environnement et compromettre ainsi leur exploitation.

De tels événements auraient un impact négatif 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 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Par ailleurs, un durcissement des réglementations, en raison notamment des décisions qui seront prises à la suite de l'accident de Fukushima, ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur ou futures pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires du Groupe.

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 et prestataires 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 et crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe (voir section 4.3 (« Facteurs de dépendance »)).

Le Groupe est exposé aux variations des conditions d'approvisionnement en uranium et des services de conversion et d'enrichissement.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium et en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats 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 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)). Les prix et les volumes disponibles de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques (en particulier, accroissement de la demande dans un contexte de développement du nucléaire dans le monde, ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou à un événement intérieur ou extérieur entraînant une instabilité politique dans un pays producteur).

Aux États-Unis, CENG s'approvisionne auprès de plusieurs fournisseurs en uranium et en services de conversion, d'enrichissement et d'assemblage. Les contrats actuels auprès de ces fournisseurs permettent un approvisionnement en combustible et en services de conversion, d'enrichissement et d'assemblage pour plusieurs années, pour les trois centrales de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et Ginna.

Le Groupe ne peut cependant garantir que les contrats conclus, en France et à l'international, apporteront une protection complète contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait 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 permet notamment au Groupe 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 et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres. Mais cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales (voir section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)). 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. En particulier, à la suite des évaluations complémentaires de sûreté (ECS) réalisées après l'accident de Fukushima, des décisions devraient être prises par l'ASN en 2012, susceptibles d'imposer à EDF de réaliser des travaux importants sans attendre les prochaines réévaluations de sûreté et Visites Décennales. Ceci pourrait se traduire par une anticipation de dépenses relativement importantes, et par des prolongations d'arrêt.

Le Groupe exploite également des centrales nucléaires ailleurs en Europe, notamment au Royaume-Uni, et aux États-Unis, et il peut également être confronté à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France, des décisions des autorités de sûreté tant au Royaume-Uni qu'aux États-Unis, impliquant des travaux complémentaires, pourraient être prises à la suite de l'accident de Fukushima.

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

L'ensemble de ces événements aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

Le Groupe pourrait ne pas être autorisé 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.

Dans le cadre des études associées aux troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW, l'ASN a publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'a pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN sera complétée ultérieurement par une position réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième Visite Décennale. Un premier réacteur (Tricastin 1) a obtenu en 2010 une position favorable de l'ASN pour son fonctionnement dix années supplémentaires jusqu'à la quatrième Visite Décennale. Le 4 juillet 2011, l'ASN a émis un avis favorable pour un fonctionnement de Fessenheim 1 dix années de plus, cet avis étant conditionné aux conclusions à venir des ECS et à la réalisation de certains travaux. Le Groupe ne peut cependant 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.

En France, 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, 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, et il conviendrait de revoir le plan d'amortissement et de provisionnement pour réévaluer la durée d'exploitation résiduelle des centrales concernées, ce qui aurait un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des centrales du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 30 et 40 ans en fonction des centrales (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Production Nucléaire »)). Néanmoins, compte tenu des règles de sûretés applicables au Royaume-Uni, le Groupe ne peut garantir qu'EDF Energy obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses centrales nucléaires existantes jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs. Les durées actuelles d'exploitation ont néanmoins été retenues comme hypothèses par EDF Energy pour le calcul des incidences comptables (dotations aux amortissements, provisions, etc.) liées à la durée d'exploitation du parc nucléaire au Royaume-Uni (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Production Nucléaire »)).

Aux États-Unis, une durée d'exploitation de 60 ans [1] a été accordée par l'autorité de sûreté nucléaire américaine (« NRC ») pour toutes les centrales nucléaires de CENG (dont les mises en service se sont échelonnées entre 1970 et 1988 (voir section 6.3.4.6.2 (« Constellation Energy Nuclear Group (CENG) » – « Activité de CENG (production et exploitation d'électricité nucléaire) »))), la joint-venture créée par EDF et Constellation Energy Group (« CEG ») à laquelle ont été transférés les actifs nucléaires précédemment détenus par CEG. Le Groupe ne peut cependant garantir,

(1) Sauf pour Nine Mile Point 2, qui a une durée d'exploitation de 58 ans.

notamment en cas d'incident impactant la sûreté ou la disponibilité des installations, que ces centrales pourront effectivement être exploitées sur cette durée.

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.

Le Groupe pourrait ne pas obtenir les autorisations nécessaires à l'allongement de la durée d'exploitation de ses centrales au-delà des durées prévues actuellement.

Afin de reporter la construction de nouvelles unités et les investissements y afférents, et de continuer à bénéficier des flux de trésorerie provenant de son parc existant, le Groupe vise à allonger la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France au-delà de 40 ans. Dès 2009, EDF avait transmis à l'ASN les améliorations de sûreté qu'elle envisageait pour un fonctionnement du parc au-delà de 40 ans. Courant 2012, l'ASN fera examiner par des experts mandatés par elle les propositions d'améliorations de sûreté envisagée pour un fonctionnement au-delà de 40 ans. Cet examen tiendra compte des prescriptions techniques que doit publier l'ASN au premier semestre 2012, à la suite de sa revue des ECS (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Au Royaume-Uni, EDF Energy cherche également à étendre la durée d'exploitation de son parc nucléaire au-delà de la période déclarée et a déjà annoncé et pris en compte l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Production Nucléaire »)).

Le Groupe ne peut garantir qu'il obtiendra de telles extensions, en particulier dans le contexte actuel. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissements.

Une décision des pouvoirs publics français, conduisant à l'arrêt d'une ou plusieurs tranches de production d'électricité d'origine nucléaire, pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le Groupe.

Une décision d'arrêt prématuré d'une ou plusieurs tranches ne résultant pas d'un choix industriel pourrait être prise par les pouvoirs publics. Une décision d'arrêt global de toute production nucléaire à une échéance déterminée n'est pas à exclure totalement. Enfin, il pourrait être décidé d'arrêter tout nouveau projet de construction nucléaire, pour lequel le Groupe a déjà investi des sommes importantes. Ces événements auraient des conséquences négatives significatives sur les perspectives, la situation financière, les résultats et l'image du Groupe.

La construction des EPR 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 France »)) en vue de renouveler son parc nucléaire en France et afin de servir de modèle pour la construction de nouvelles installations à l'étranger.

Le Groupe pourrait ne pas obtenir, ou voir remises en cause par des décisions judiciaires ou administratives, les autorisations nécessaires à l'achèvement de la construction, à la mise en service et à l'exploitation de l'EPR. S'agissant, notamment pour l'EPR de Flamanville, d'un réacteur « tête de série », des difficultés techniques ou autres pourraient survenir lors du développement, de la construction et du début d'exploitation des EPR. Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction des EPR et leur mise en service ou affecter leurs performances. En outre, le coût global de construction pourrait être supérieur aux estimations d'EDF. Après une première réestimation annoncée fin juin 2010, EDF a indiqué en juillet 2011 que la mise en service de l'EPR de Flamanville était désormais prévue en 2016, et que son coût serait d'environ 6 milliards d'euros.

Le programme EPR est une composante essentielle de la stratégie du Groupe. Tout événement 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 combustibles usés et des déchets radioactifs issus de ses centrales nucléaires, et notamment des déchets à haute et moyenne activité à vie longue issus des combustibles usés.

Le cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). En France, en tant qu'exploitant et producteur de 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, 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 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre des lois de programme du 30 décembre 1991 et du 28 juin 2006 relatives à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et 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 du 28 juin 2006, 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, ni quelles en seront certaines orientations techniques, ce qui est de nature à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets et sur la responsabilité et les coûts qui en résulteront pour EDF.

Au Royaume-Uni, EDF Energy Nuclear Generation Limited a conclu des accords avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issus des centrales nucléaires qu'elle exploite (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Production Nucléaire » – « Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration du groupe British Energy »)). Aux termes de ces accords, la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs sont transférés au gouvernement britannique. Néanmoins, EDF Energy Nuclear Generation Limited conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre des accords précités.

Aux États-Unis, et conformément au *Nuclear Waste Policy Act* (« NWPA »), CENG est partie aux contrats conclus avec le *Department of Energy* (« DoE »). À ce titre, CENG verse depuis novembre 2009 les contributions prévues par le NWPA pour financer le coût de construction par le DoE d'un stockage fédéral pour l'entreposage définitif du combustible usé (CEG ayant versé ces contributions jusqu'en novembre 2009). Compte tenu du fait que le DoE a déclaré ne pas pouvoir prendre possession du combustible usé avant 2020 (et non 1998 comme prévu initialement), CEG a été contraint d'entreprendre des actions supplémentaires et de supporter les frais afférents à l'installation de structures de stockages sur site, permettant l'exploitation de ses centrales jusqu'à la mise à disposition du stockage fédéral. Les sommes qui seront remboursées par le DoE jusqu'à la réalisation de l'opération avec EDF seront perçues par CEG. CENG recevra les remboursements ultérieurs (voir section 6.3.3.3.2.1 (« Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) » – « Combustible nucléaire »)).

Le Groupe ne peut garantir qu'il disposera, en temps utile et à des conditions financières acceptables, de solutions de stockage et de traitement des déchets radioactifs issus des centrales qu'il exploite dans les pays concernés, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Voir le projet de directive relative à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs du 3 novembre 2010 à la section 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

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.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec AREVA en décembre 2008 et décliné dans un accord signé le 12 juillet 2010, 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 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 et section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)). Si la loi 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.

Aux États-Unis, CENG a également constitué des provisions pour couvrir ses engagements de long terme dans le nucléaire.

Le Groupe ne peut garantir que le montant des provisions constituées s'avérera suffisant. En effet, l'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés. Si tel était le cas, 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.

Compte tenu de la taille du parc nucléaire du Groupe, sa déconstruction représente un enjeu technique et financier très important. Tout en ayant évalué les défis notamment techniques que représente la déconstruction (en particulier au travers de la déconstruction des centrales de première génération en France) et identifié les solutions à développer, le groupe EDF n'a jamais déconstruit de centrales nucléaires similaires à celles actuellement en service.

Pour la France et les États-Unis, le Groupe a constitué des provisions pour couvrir les dépenses prévues de déconstruction et pour derniers cœurs. 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 de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés et le Groupe ne peut donc garantir que les provisions ainsi constituées seront équivalentes aux coûts effectivement constatés le moment venu, ce qui aurait un impact négatif sur ses résultats financiers et sa situation financière.

Au Royaume-Uni, en vertu des accords de restructuration d'EDF Energy Nuclear Generation Limited, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Limited seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir section 6.3.1.2.3 « Division Production Nucléaire » – « Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration du groupe British Energy »)).

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

En France, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élevait, au 31 décembre 2011, à 15,7 milliards d'euros pour EDF contre 15,8 milliards d'euros au 31 décembre 2010 (voir section 6.2.1.1.3.7 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)). Ces actifs sont constitués progressivement dans le respect des échéances et conditions fixées par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et par la loi NOME du 7 décembre 2010. Sous réserve de la satisfaction de différents critères, dont un relatif au niveau de couverture au 29 juin 2011 des provisions constituées, la loi NOME[1] permet en effet un report dérogatoire de 5 ans (du 29 juin 2011 au 29 juin 2016) de la date butoir à laquelle le portefeuille d'actifs dédiés devra couvrir la totalité des engagements nucléaires de long terme en application de la loi du 28 juin 2006 (voir section 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») et note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011).

Ces actifs dédiés pourraient, au moment du paiement effectif, s'avérer insuffisants, si les charges réelles étaient différentes, ou si l'échéancier des dépenses de déconstruction ou de stockage était modifié, ce qui aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales (en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF) ou 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, bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes (voir section 6.2.1.1.3.7 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)), le Groupe ne peut garantir que les variations des cours des marchés financiers n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ») pour une analyse de sensibilité), ce qui pourrait conduire EDF à engager des décaissements supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs.

Aux États-Unis, conformément à la réglementation de la NRC et aux conditions imposées par les États concernés, CENG a constitué des fonds strictement dédiés à la couverture des coûts de déconstruction des centrales. La stratégie de mise en place de ces fonds repose sur l'estimation des coûts nécessaires à la déconstruction et des échéances associées de décaissements. L'estimation par CENG des revenus générés par ces fonds a reposé sur différents facteurs, notamment la stratégie d'allocation d'actifs applicable aux investissements, les taux de rendement historiques et les conditions de marché. Il est prévu à ce jour que les activités de déconstruction se déroulent jusqu'en 2083. Tout changement affectant les coûts ou les délais des activités de déconstruction, ou tout changement affectant les revenus générés par les fonds, serait susceptible d'avoir un impact sur la capacité des fonds à couvrir les coûts de déconstruction des centrales, ce qui pourrait conduire CENG à procéder à des décaissements supplémentaires.

De tels événements pourraient impacter négativement la situation financière du Groupe.

4.1.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe

La stratégie de développement du Groupe pourrait ne pas être mise en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

Le Groupe entend poursuivre son développement dans les métiers de l'électricité, du gaz et des services énergétiques, en France et à l'étranger, conformément à 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 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.

En ce qui concerne la production nucléaire, le Groupe pourrait ne pas réussir le développement escompté ou la mise en œuvre des projets qu'il a engagés à l'international ou les mettre en œuvre dans des conditions économiques, financières et juridiques non satisfaisantes.

En effet, le groupe EDF est engagé, dans le cadre de partenariats ou d'investissements en capital, dans des projets de construction et d'exploitation de centrales nucléaires à l'international (notamment en Chine et au Royaume-Uni). Ces projets nécessitent, en phase de développement, l'obtention d'autorisations administratives, de licences et permis et, dans certains cas, la mise en place de partenariats complémentaires. Il s'agit de chantiers de grande envergure, impliquant des investissements significatifs, et dont les conditions de financement sont encore à confirmer. La mise en place de ces financements pourrait, compte tenu du contexte économique actuel, être retardée. Par ailleurs, le cadre réglementaire est, dans certains pays, en cours de mise à jour, ce qui pourrait avoir un impact sur les engagements et la responsabilité d'EDF. Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces projets pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires ou juridiques satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la rentabilité escomptée au départ, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur l'image du Groupe et sa situation financière.

Par ailleurs, le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu important tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres de vente conjointe gaz et électricité. Les perspectives en termes d'offre et de demande de gaz au niveau mondial évoluent (essor des gaz non conventionnels, notamment aux États-Unis, augmentation des besoins des pays

(1) Article 20 modifié de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006, aujourd'hui aux articles L. 594-1 à L. 594-10 du Code de l'environnement.

émergents…). Le contexte concurrentiel du secteur gazier évolue en France et en Europe, avec l'émergence de nouveaux acteurs, ou les rapprochements d'énergéticiens. La dépendance des pays européens vis-à-vis des importations de gaz naturel est d'ores et déjà importante et continue de s'accentuer, principalement en raison de l'épuisement des ressources autochtones, avec des sources d'approvisionnement de plus en plus éloignées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives, mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockages, gazoducs, terminaux GNL) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation, disposer de la flexibilité nécessaire et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe, y compris les entités non contrôlées. Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera toujours en mesure, à des conditions financières compétitives, soit de disposer de sources d'approvisionnement en gaz (*via* ses contrats long terme ou l'acquisition de champs gaziers par exemple), soit d'accéder à des infrastructures gazières, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées. L'ensemble de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

Enfin, le Groupe entend également développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'écoefficacité énergétique, dans une logique de développement durable. Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif et celui de l'efficacité énergétique possède un fort potentiel de développement. Le Groupe ne peut garantir que son offre de services se développera avec succès ni qu'il sera en mesure de mettre en œuvre sa politique de développement dans ce domaine, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats financiers et ses perspectives.

Plus généralement, le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte réglementaire, économique et concurrentiel rendant inadéquats les choix retenus, rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les activités du Groupe, ses résultats financiers et ses perspectives.

Risques liés aux acquisitions et cessions.

Dans le cadre de sa stratégie de développement, le Groupe a réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations d'acquisition d'actifs ou de participations, ainsi que des fusions ou créations de sociétés communes (joint-ventures), et plus généralement toutes opérations de croissance externe.

Les opérations de croissance externe impliquent notamment les risques suivants : (i) les hypothèses retenues par le Groupe pour la valorisation de l'acquisition peuvent ne pas se vérifier, en particulier concernant les prix de marché, les économies de coûts, les gains, les synergies et la rentabilité escomptés ; (ii) des difficultés relatives à la qualité et à la performance des actifs acquis ou à une sous-évaluation du passif des sociétés acquises peuvent survenir ; (iii) des difficultés liées à la mise en œuvre de l'intégration des activités ou sociétés acquises peuvent survenir ; (iv) le Groupe pourrait ne pas être en mesure de retenir certains salariés, clients ou fournisseurs clés des sociétés acquises ; (v) le Groupe pourrait être contraint ou souhaiter mettre fin à des relations contractuelles préexistantes à des conditions financières coûteuses ou défavorables ; (vi) le Groupe pourrait accroître son endettement en vue de financer ces acquisitions, limitant ainsi sa flexibilité financière et les possibilités de contracter à l'avenir de nouveaux emprunts ; et (vii) le Groupe pourrait être contraint de prendre, vis-à-vis des autorités de contrôle des concentrations, des engagements dont la mise en œuvre se ferait à des conditions moins favorables que prévues pour le Groupe.

En conséquence, les bénéfices attendus des acquisitions futures ou réalisées pourraient ne pas se vérifier dans les délais et aux niveaux attendus, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe a également réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations de cessions d'actifs ou de participations. Dans le cadre de ces opérations de cession, le Groupe peut accorder des garanties concernant les actifs cédés et, en conséquence, être amené à payer des indemnités ou ajustements de prix à l'acquéreur, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les opérations de croissance externe et les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur différente de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes contractuelles, financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

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 principalement des activités de distribution et de transport, ainsi qu'une réorganisation des structures mixtes au travers desquelles EDF et principalement 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 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, à mettre en place, ou devant être adaptés à la suite de l'ouverture totale des marchés n'étaient pas suffisamment fiables ou performants, cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur les activités du groupe 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 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 français en sa qualité d'actionnaire majoritaire.

En application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et notamment les résolutions devant être adoptées en Assemblée générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du Conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts). 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 non négligeable 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 appartient 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 gestion de ses ressources. En outre, EDF et GDF Suez pourraient avoir des divergences de vues ou d'intérêts concernant ces structures communes, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur le climat social, les résultats et la situation financière du Groupe (voir section 6.2.2.2.5 (« Relations entre ERDF et GrDF au sein du service commun »)).

Le Groupe peut ne pas détenir la majorité de contrôle ou partager le contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations.

Certaines activités du Groupe sont, ou pourraient être à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraires à ses intérêts pourraient être prises, ce qui pourrait limiter la capacité du Groupe à mettre en œuvre les stratégies définies et avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

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

Le Groupe dispose ou pourrait disposer de participations dans des 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 des pays pouvant connaître, ou ayant récemment connu, des périodes d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances affectant les activités du Groupe ou 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 dans un sens contraire à ses intérêts. La survenance de l'un de ces événements 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 des énergies renouvelables, etc.), impliquent une adaptation et une anticipation continues de ses compétences, notamment fonctionnelles et géographiques.

En France, une part importante du personnel d'EDF atteint chaque année l'âge de la retraite, malgré l'impact de la réforme du régime spécial de retraites des Industries électriques et gazières sur l'âge moyen de départ à la retraite. Ainsi, 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 (voir le chapitre 17 du présent document de référence).

Le groupe EDF considère le développement des compétences comme un enjeu majeur et met donc tout en œuvre pour être en mesure d'acquérir, conserver, redéployer ou renouveler les compétences dont il aura besoin en temps utile et à des conditions satisfaisantes. Toutefois, il

ne peut garantir que les mesures prises seront toujours suffisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité et ses résultats financiers.

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

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe (voir note 32 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011). En France, à ces engagements au titre des retraites, s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité.

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place des fonds externalisés ou des fonds de pension, selon les cas, ces actifs ne permettant fin 2011 qu'une couverture partielle de ces engagements, qui, pour le Groupe, représentent toutefois des échéances relativement lissées dans le temps.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base (i) de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, (ii) des règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et (iii) des montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds externalisés ou des fonds de pension devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, notamment au Royaume-Uni ou aux États-Unis, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière et ses résultats financiers.

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

Le Groupe ne peut exclure des conflits sociaux et perturbations, comme des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux qui pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés de manière négative par des perturbations sociales.

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

Le Groupe a mis, et est susceptible de mettre en œuvre, des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Le groupe EDF a initié en 2011, dans la continuité des précédents, un nouveau programme « Synergies et Transformation Groupe », axé sur trois leviers d'amélioration de la performance : les achats, avec une mutualisation des achats à l'échelle du Groupe, le développement des synergies au sein du Groupe et enfin la poursuite de la démarche initiée en 2008, dans le cadre du précédent programme dénommé « Excellence opérationnelle ». Des gisements de gains de plus de 2,5 milliards d'euros d'ici 2015 ont été identifiés par le Groupe, qui portent sur les marges, les coûts d'exploitation et les investissements. Le Groupe ne peut pas garantir que les programmes d'amélioration de la performance qu'il décide de mettre en œuvre auront les résultats escomptés ou que ces résultats seront obtenus selon le calendrier prévu.

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

Les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2011 ont été établis selon les normes comptables internationales applicables publiées par l'IASB *(International Accounting Standards Board)* et telles qu'approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2011 (voir note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011).

Ce référentiel évolue, et de nouvelles normes ou interprétations sont en cours de préparation ou d'approbation par les organismes internationaux compétents. Le Groupe étudie l'impact potentiel de ces normes ou interprétations mais ne peut préjuger ni de leur évolution ni de leurs impacts éventuels sur ses états financiers consolidés.

4.1.5 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 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, les conditions économiques en général ou le secteur de l'énergie en particulier, résultant par exemple de décisions politiques en matière de politique énergétique.

Fluctuations 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 cessions par l'État d'actions EDF.

Au 31 décembre 2011, l'État détenait 84,44 % 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.

4.2 Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF

4.2.1 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 le Rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne et de gestion des risques, reproduit en annexe A du 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 Contrôle des Risques Groupe (« DCRG »).

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques sont de :
- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et financière du Groupe, et pour cela : identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines, en vue d'en assurer une maîtrise robuste, et responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques afin que chaque manager ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance du Groupe d'avoir une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au management des risques de l'entreprise.

4.2.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques

D'une façon générale, la gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées (RTE et ERDF) ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques 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 Comité exécutif d'EDF et d'une présentation au Comité d'audit du Conseil d'administration de la Société (voir section 16.3 (« Organes créés par la Direction Générale »)).

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 en matière d'assurances et sa mise en œuvre (voir section 4.2.3 (« Assurances »)), la politique de gestion de crise, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes décisionnels du Groupe (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif, 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 au Comité des engagements du Comité exécutif.

RTE

Concernant RTE, la gestion et le contrôle des risques sont organisés aux deux niveaux de management concernés :
- au niveau national, le Comité exécutif de RTE 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. Le Comité exécutif fait suivre par un responsable national chacun des risques identifiés. Le Département Audit Risques de RTE réalise les audits nationaux commandités par le Président du Directoire, à qui il rapporte ses constats et ses recommandations ;
- au niveau local, chaque unité et entité fonctionnelle de RTE a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités, de leur maîtrise par la mise en œuvre des actions appropriées et la réalisation d'audit pour en vérifier la pertinence, et du *reporting* au niveau national.

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 de l'Audit – Contrôle Interne – Risques d'ERDF complète le dispositif de contrôle ;
- chaque Direction opérationnelle en région et chaque 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 et l'efficacité des actions d'amélioration menées font également l'objet d'une validation par le Directoire et d'une présentation semestrielle en Comité de Supervision Économique et d'Audit, puis en Conseil de surveillance. Le bilan du contrôle interne est validé, puis présenté annuellement, respectivement dans les mêmes instances.

4.2.1.2 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies

Le facteur de risque relatif aux marchés de gros de l'énergie et de permis d'émission de CO_2 figure à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

4.2.1.2.1 Cadre de gestion des risques liés aux marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF 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 est applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel (voir section 9.5.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)).

Concernant Edison et Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »), entités co-contrôlées, leur politique « Risques marchés énergies » est revue dans le cadre des instances de gouvernance de ces entités.

La politique « Risques marchés énergies » du Groupe 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, susceptible d'impacter de manière significative les résultats 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 (voir section 6.5.5 (« Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie »)).

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies font l'objet d'indicateurs de pilotage, de limites et de *scenarii* de sensibilité des positions, permettant d'assurer la maîtrise de ces risques (voir section 9.5.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)).

4.2.1.2.2 Organisation du contrôle

Le dispositif de contrôle des risques liés aux marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :
- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et fixant les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif 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 les entités co-contrôlées, le processus de contrôle est revu dans le cadre des instances de gouvernance de ces entités.

L'exposition consolidée des risques liés aux marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée mensuellement au Comité exécutif de la Société. Les processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités.

4.2.1.3 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers

Les facteurs de risque relatifs aux marchés financiers sont décrits à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

4.2.1.3.1 Cadre de gestion des risques liés aux marchés financiers

EDF a mis en place un cadre de gestion financière (voir section 9.5.1 (« 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 et de taux d'intérêt), 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, au travers des actifs dédiés à la couverture des engagements nucléaires de long terme pour laquelle un cadre de gestion *ad hoc* s'applique, au travers des fonds externalisés au titre des avantages au personnel, et au travers de titres de participations directes. 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.

Chaque évolution du cadre de gestion financière doit être soumise pour validation au Comité d'audit et au Conseil d'administration d'EDF.

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

4.2.1.3.2 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 rattaché 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 Financements et Trésorerie, au responsable 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 Direction Financements et Investissements (« DFI ») de la Direction Financière. Le Comité Marchés de la Direction Financière vérifie périodiquement le respect des limites et statue, le cas échéant, 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 DFI : l'animateur de contrôle interne, directement rattaché au Directeur Financements et Investissements, 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.

4.2.1.3.3 Risque de liquidité

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 9.5.1.1 (« 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 *stress tests*. Par ailleurs, le Comité de Coordination Opérationnelle effectue une revue hebdomadaire des besoins de liquidité.

Dans le contexte de crise financière, EDF a renforcé le suivi et le contrôle du risque de liquidité lié aux appels de marge sur les marchés financiers et énergies. Des indicateurs de risques spécifiques ont ainsi été mis en place depuis 2009 pour contrôler les besoins de liquidité liés aux appels de marges en place sur les marchés énergies et financiers. De plus, un Comité de pilotage assure le suivi des besoins de liquidité associé aux activités marchés énergies et décide, le cas échéant, des mesures correctives à mettre en œuvre.

4.2.1.3.4 Risque de change

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devise : chaque entité effectue le financement de ses activités, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif-passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en 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 américains, 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, EDF Trading, Edison et EDF Énergies Nouvelles) mettent en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

Les éléments de mesure du risque de change sont exposés à la section 9.5.1.3 (« Gestion du risque de change »).

4.2.1.3.5 Risque actions

La gestion de ce risque est exposée aux sections 9.5.1.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

4.2.1.3.6 Risque de taux d'intérêt

Afin de limiter son exposition au risque de taux d'intérêt, 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 d'augmentation des charges financières.

Ces éléments sont exposés à la section 9.5.1.4 (« Gestion du risque de taux d'intérêt »).

4.2.1.4 Gestion et contrôle du risque de contrepartie

Les facteurs de risque relatifs au risque de contrepartie sont décrits à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

Le groupe EDF est exposé au risque de contrepartie, qui se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

En conséquence, une politique « Gestion du risque de contrepartie du Groupe », validée par le Conseil d'administration, est applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel. Cette politique 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 du dispositif : (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. La politique fixe également une limite pour le Groupe qui s'applique à chaque contrepartie. En complément de cette limite par contrepartie au niveau du Groupe, il a été instauré depuis 2007 une limite supplémentaire par contrepartie, applicable au niveau de chaque entité d'EDF ou filiale du Groupe contrôlée de façon opérationnelle. Un suivi régulier de la consommation des limites par contrepartie est réalisé au niveau de l'entité, et le Groupe s'organise pour produire et tenir à jour l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie et pour assurer une veille active sur ses contreparties majeures (voir la section 9.5.1.7 (« Gestion du risque de contrepartie/crédit »)).

En particulier, les entités du Groupe ayant une activité importante sur les marchés énergies ou financiers (EDF, EDF Energy, EDF Trading, Edison) 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 énergies et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place par quelques entités du Groupe afin de réduire au minimum le risque de contrepartie.

Les filiales de RTE et ERDF qui interviennent aussi 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.

4.2.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

4.2.2.1 Gestion du risque sûreté nucléaire

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté nucléaire figurent à la section 4.1.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-avant.

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 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)), et la pertinence de l'organisation et des dispositifs en place est réexaminée de manière continue, en fonction notamment de l'évolution des connaissances et de l'expérience. Dans ce cadre, le Groupe a toujours participé activement à l'analyse du retour d'expérience des accidents survenus par le passé. Il a ainsi pu tirer tous les enseignements des accidents de Three Mile Island (1979) et de Tchernobyl (1986), qui ont amené de profondes améliorations matérielles et organisationnelles de la sûreté des installations nucléaires. Cette démarche de retour d'expérience est aujourd'hui poursuivie pour intégrer le retour d'expérience des événements survenus au Japon en mars 2011. EDF a rapidement proposé, en matière d'amélioration de la sûreté, des pistes de prise en compte des premiers enseignements tirés de cet accident, concernant (i) la réévaluation des situations de séisme et d'inondation, (ii) la prise en compte de perte simultanée des sources électriques et de la source froide, (iii) la prise en compte de situation de fusion du cœur.

En France

La réalisation du parc nucléaire 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, à des agressions internes ou externes ou à des catastrophes naturelles. 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) 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, du *process* et de l'organisation.

La qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire français du Groupe font l'objet de multiples contrôles internes, assurés en particulier par l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, directement rattaché au Président-Directeur Général d'EDF, mais aussi externes, assurés notamment par l'ASN, qui est une 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 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

À la suite de l'accident de Fukushima en mars 2011, EDF a remis en septembre 2011, comme demandé par l'ASN pour tous les exploitants d'installations nucléaires, les rapports concernant les évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour ses installations (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)). Ces rapports consistent à réévaluer les centrales existantes et en construction et de s'assurer des marges de sûreté face à des situations extrêmes qui dépasseraient celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et lors des réexamens de sûreté successifs. L'ASN a remis son rapport sur les ECS début janvier 2012 au Premier Ministre et l'a publié. L'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant qui n'exige aucun arrêt immédiat de l'une d'entre elles. Cependant, pour poursuivre leur exploitation, une augmentation des marges de sûreté face aux situations extrêmes est nécessaire dans les meilleurs délais, et l'ASN va donc imposer un ensemble de dispositions visant à renforcer les exigences de sûreté face à la prévention des risques naturels, des risques liés aux autres activités industrielles, à la surveillance des sous-traitants, et au traitement des non-conformités. EDF va élaborer un plan d'actions qui se déroulera

vraisemblablement sur plusieurs années, et qui traitera les études complémentaires et les modifications décidées. Ce plan sera finalisé une fois connues précisément les prescriptions de l'ASN. Par ailleurs, dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation accidentelle par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, dénommé la « Force d'Action Rapide Nucléaire » (« FARN »), est en cours d'élaboration avec pour objectif un début de mise en œuvre en 2012. Il vient en renforcement de l'organisation de crise déjà existante (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

Au Royaume-Uni

La sûreté et la fiabilité des centrales nucléaires d'EDF Energy repose sur une démarche qui intègre dès leur conception, à travers les caractéristiques techniques des installations et les systèmes de sauvegarde, la notion de défense en profondeur.

Le maintien et l'amélioration de la sûreté des installations en cours d'exploitation sont assurés par la mise en place d'actions fondées sur une évaluation régulière des risques susceptibles d'affecter les centrales, notamment les événements extrêmes. Le principal objectif poursuivi est d'empêcher la survenue de tout événement susceptible d'entraîner l'émission de radiations potentiellement dangereuses pour le public, le personnel d'EDF Energy ou l'environnement.

La sûreté fait également partie intégrante des conditions d'exploitation imposées par les licences des sites, délivrées conformément au *Nuclear Installations Act* et mises en œuvre sous l'égide de l'*Office for Nuclear Regulation* (« ONR ») et de l'*Agency of the Health and Safety Executive* (« HSE »). Un inspecteur de l'ONR est affecté à chaque centrale, afin de contrôler le respect des conditions fixées par la licence du site, et a le pouvoir de décider sa mise à l'arrêt, le cas échéant. La démarche sûreté des centrales s'appuie ainsi sur des normes et des procédures d'exploitation strictes, sur des compétences professionnelles ainsi que sur un processus d'organisation et de planification des tâches, qui permet de répondre à un niveau d'exigence élevé, et de garantir pour chaque activité la conformité aux normes d'assurance qualité en vigueur.

Au titre du *Nuclear Installations Act*, de la *Ionising Radiation Regulations* de 1999 et de la *Radiation Emergency Preparedness and Public Information Regulation* (« REPPIR »), il est nécessaire de garantir la sécurité du fonctionnement des centrales à travers la prévention des accidents et la maîtrise des situations de crise, tout en répondant au besoin de protection du personnel sur site et du public. Il est donc indispensable, conformément aux exigences des licences, de pouvoir démontrer aux organismes tiers et au public que l'organisation prévue pour faire face à toute situation de crise a été rigoureusement anticipée, notamment par la formation du personnel et la répétition régulière des exercices de crise. Les autorités locales et/ou les autres parties prenantes externes doivent être consultées dès lors que ces mesures les concernent.

À la suite des événements de Fukushima au Japon, le secrétaire d'État britannique a demandé à l'autorité de sûreté nucléaire d'établir un rapport sur les impacts pour le Royaume-Uni. L'inspecteur en chef responsable de la sûreté nucléaire, le Dr Weightman, a présenté son rapport final le 11 octobre 2011. L'Union européenne a également exigé qu'un programme de stress tests soit mis en place dans les différents pays membres, dans le cadre desquels chaque opérateur nucléaire doit soumettre les détails des évaluations de sûreté à son régulateur national, avant soumission à l'Union européenne en 2012. Le rapport Weightman conclut qu'il n'y a aucune raison de limiter les opérations des sites britanniques, bien que les opérateurs doivent continuer à agir suivant le principe de l'amélioration continue. La pratique britannique des examens réguliers de sûreté sur les sites autorisés constitue un moyen efficace d'assurer l'amélioration continue en conformité avec les standards et les avancées technologiques. Ce rapport conclut également qu'il n'y a pas de faiblesse notable dans le régime britannique d'autorisation des licences nucléaires ni dans les méthodes d'évaluation de sûreté. Ce rapport confirme également qu'il n'y a aucune raison de changer les stratégies actuelles d'implantation des nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Le régulateur se déclare satisfait des réponses et des plans lancés par le Gouvernement et l'industrie nucléaire en réponse à ce rapport.

Les réponses d'EDF à l'ONR dans le cadre de l'élaboration du rapport Weightman demandé par le gouvernement britannique sur les enseignements à tirer au Royaume-Uni de l'accident de Fukushima et sur le programme européen de stress tests, ont été intégrées dans une évaluation complète de la sûreté coordonnée par une équipe de professionnels expérimentés du secteur nucléaire et vérifiée par des experts indépendants. Cette évaluation a confirmé le bon niveau de sûreté de la conception du parc nucléaire d'EDF Energy et la robustesse des centrales ainsi que leur capacité à fonctionner de manière sûre, même dans les scenarii les plus extrêmes, y compris dans des conditions dont la probabilité de survenance est extrêmement faible au Royaume-Uni. Néanmoins, EDF Energy a identifié des voies nouvelles permettant d'améliorer encore le niveau de sûreté actuel déjà très élevé, qui impliquent des investissements dans des équipements de secours supplémentaires liés à l'alimentation électrique du système de refroidissement, aux équipements de refroidissement de la piscine du combustible, aux commandes d'urgence et équipements de contrôle et enfin pour augmenter le nombre d'entraînements sur la gestion d'accidents pour le personnel technique clé.

Aux États-Unis

Aux États-Unis, la qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire sont contrôlées par la *Nuclear Regulatory Commission* (« NRC »). De plus, l'*Institute of Nuclear Power Operations* (« INPO »), qui réunit l'ensemble des exploitants nucléaires américains, réalise des évaluations et des analyses, avec pour objectif l'excellence dans l'exploitation.

Un mécanisme de remontée d'informations concernant la sûreté et la qualité d'exploitation existe chez CENG, société co-contrôlée par EDF et CEG, à la fois en continu et ponctuellement en cas d'événement. En continu, l'équipe de direction de CENG présente aux deux sociétés mères dans le cadre du Conseil d'administration et du Comité permanent pour la sûreté nucléaire et l'exploitation les principaux résultats et dossiers de sûreté et de qualité de l'exploitation et propose des actions d'amélioration correspondantes. En cas d'événement majeur, le *Chief Nuclear Officer* de CENG informe directement les membres du Conseil d'administration. Le responsable communication de CENG informe également les responsables communication d'EDF et de CEG.

La NRC a adopté une démarche de retour d'expérience fondée sur la compréhension fine de l'accident de Fukushima. Elle a préalablement affirmé l'état sûr des réacteurs en exploitation aux États-Unis et écarté toute perspective de mise à l'arrêt en l'absence de nouveau risque avéré. De fait, les exploitants américains bénéficient des lignes de défense ajoutées après les attentats du 11 septembre 2001, qui leur confèrent une grande résistance aux problématiques d'agression extérieure, ou faisant

suite aux examens IPEEE *(Individual Plant Examination for External Events)*, conduits dans les années 1990 et ayant débouché sur des renforcements des installations, notamment face au risque sismique.

Début octobre 2011, sur le rapport d'un groupe d'expertise *ad hoc*, la NRC a défini huit priorités de court terme, à savoir la réévaluation du risque sismique et d'inondation, la mitigation du risque de perte des alimentations électriques, la mise à disposition d'équipements mobiles complémentaires sur les sites, la fiabilisation des lignes d'éventage des réacteurs à eau bouillante, l'amélioration de l'instrumentation des piscines de stockage de combustible usé, le renforcement des moyens de communication de l'organisation de crise et l'amélioration des procédures de gestion d'accidents graves. Au-delà de ces actions court terme, la NRC retient le besoin de renforcer la capacité d'appoint des piscines de stockage du combustible usé, la capacité d'éventage des réacteurs à eau pressurisée, la capacité de filtration des lignes d'éventage des réacteurs à eau bouillante ou pressurisée et la maîtrise du risque hydrogène, et de procéder à l'analyse de la perte totale de la source froide.

Sur la base de ces orientations et en étroite concertation avec les autres exploitants, CENG a pu définir et engager la mise en œuvre dès le dernier trimestre de 2011 d'un plan d'actions de trois ans. La NRC a engagé, à partir de décembre 2011, une concertation avec l'industrie américaine afin de définir, puis de diffuser avant mars 2012, les nouvelles exigences réglementaires en lien avec l'accident de Fukushima. La NRC affiche officiellement l'échéance de 2016 pour achever et mettre en œuvre les leçons tirées de l'accident de Fukushima.

4.2.2.2 Gestion du risque de sûreté hydraulique

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté hydraulique figurent à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

En vertu de 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 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 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 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. Le budget global de ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé « Sûreté et Performance de l'Hydraulique » (« SuPerHydro »), d'une durée initiale de 5 ans (2007-2011), a été réévalué en 2011 pour tenir compte de l'ampleur des travaux et porté à 900 millions d'euros sur la période 2007-2015 (voir section 6.2.1.1.4.3 (« La performance du parc de production hydraulique »)). Ce programme entraîne transitoirement, pendant la durée des travaux, des indisponibilités programmées plus importantes (engendrant une baisse de la disponibilité globale de quelques points) 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 DREAL (Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement). 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 4.2.3.2 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.2.2.3 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 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

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, la campagne d'information « Sous les lignes, prudence, restons à distance » a été entièrement renouvelée, de nouveaux partenariats ont été établis, notamment avec la Caisse centrale de la mutualité sociale agricole (CCMSA) et la Fédération des aérostiers, et des actions de communication ont été réalisées avec des associations et syndicats (pêcheurs, entreprises du BTP, caisses de la MSA, etc.) pour rappeler les dangers induits par la manipulation d'outils à proximité de lignes aériennes sous tension. En outre, les actions de formation pour réduire les dommages aux ouvrages et destinées aux professionnels du BTP se sont amplifiées, et plus de 50 000 personnels du BTP et 15 000 agents des collectivités ont ainsi été formés sur les quatre dernières années ;
- vis-à-vis des exploitants des réseaux et de leurs prestataires, les interventions sont réalisées par du personnel habilité dans le cadre de la norme UTE C 18-510. Ce personnel est formé à la maîtrise du risque électrique, astreint à des contrôles périodiques des connaissances et au contrôle de la hiérarchie, notamment lors des visites de chantier. Les personnels habilités aux travaux sous tension doivent en outre réaliser un volume minimum d'interventions sous tension, variable selon le type de travaux sous tension, pour conserver leurs compétences.

4.2.2.4 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 avoir d'importants impacts environnementaux et sanitaires.

Ces risques d'atteinte au milieu naturel ou à la santé des riverains, du personnel du Groupe 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 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

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 depuis 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 4.2.3.2 (« 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 2011, 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.

4.2.3 Assurances

4.2.3.1 Organisation et politique Assurances

La Division Assurances du Groupe a pour finalité la construction de la politique Assurances du groupe EDF et l'organisation de sa mise en œuvre dans l'ensemble du Groupe, afin d'optimiser continuellement la politique de gestion et le coût global de ses risques assurables [1].

Ses missions sont :
- d'analyser en continu la couverture des risques du groupe EDF en liaison avec la Direction du Contrôle des Risques Groupe : approche par métiers, par entités, par projets ;
- d'établir les règles qui permettent, sur l'ensemble du périmètre du Groupe, de couvrir tous les risques qui doivent et peuvent l'être, ainsi que d'en optimiser le coût global et d'en maîtriser la volatilité ;
- de veiller à la promotion et à la mise en œuvre de ces règles sur l'ensemble des entités du Groupe, par les moyens appropriés, et dans le respect des règles de gouvernance ; et
- de développer et piloter les outils nécessaires pour accomplir les missions ci-dessus, y compris les filiales dont la Division Assurances est la direction de rattachement : EDF Assurances et les sociétés captives d'assurance du Groupe.

Les entités et les filiales contrôlées les plus importantes signent un programme de travail relatif aux assurances avec une périodicité annuelle visant notamment à :
- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- analyser la sinistralité et la gestion des sinistres ;
- déterminer un budget global de primes d'assurance par entité ;
- assurer le partage d'information quant aux outils utilisés, et à l'économie globale du transfert de risques.

Ce travail, mis en place avec le réseau des responsables Assurances des entités et des filiales du Groupe, a permis d'améliorer la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes et des visites de prévention (expertise des sinistres maximum possibles (« SMP ») et des valeurs assurées de nombreux sites). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances définit les programmes des visites de sites et suit leur réalisation. Ces visites sont assurées en partenariat avec les directions opérationnelles d'EDF et de ses filiales contrôlées en France et à l'international, et les principaux assureurs. Elles 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.

La politique Assurances du Groupe est revue et approuvée annuellement par le Comité exécutif et présentée au même rythme au Comité d'audit d'EDF. Elle a pour but de préciser les risques que le Groupe décide de transférer au marché et de présenter les principes généraux d'optimisation de ces transferts.

En outre, un Comité d'Orientations Stratégiques Assurance (COSA) a été créé en 2011 par le Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances. Il constitue le lieu de débat et d'orientation en matière de couverture des grands risques. Il nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la politique Assurances du Groupe.

L'échange d'informations entre la Direction Contrôle des Risques Groupe (voir section 4.2.1 (« Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe ») 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, EDF est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par la politique du Groupe en la matière.

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.

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.

EDF a mis en place ces programmes d'assurances de Groupe en les étendant largement aux filiales dont elle a le contrôle, et à ses filiales régulées de réseaux RTE 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.

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). Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (hors accident nucléaire), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques et 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. EDF participe également à ELINI *(European Liability Insurance for the Nuclear Industry)* et EMANI *(European Mutual Association for Nuclear Insurance)*, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 100,45 millions d'euros[1] en 2011 contre 91,2 millions d'euros en 2010, hors assurances de personnes, dont 60,24 millions d'euros pris en charge par EDF et 9,4 millions d'euros au titre des couvertures réseaux aériens d'ERDF. EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la politique Assurance du Groupe sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature, les montants assurés et les prix des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

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

4.2.3.2 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, RTE, ERDF et les filiales contrôlées d'EDF contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant leur incomber dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont notamment garantis les risques de responsabilité civile liés à l'exploitation des ouvrages (barrages hydroélectriques, centrales thermiques à flamme, postes de transformation et autres ouvrages de réseaux), les risques liés au développement des activités du Groupe dans les énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque…), ainsi que les risques liés aux atteintes à l'environnement (rejet de substance solide, liquide ou gazeuse).

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe (« rétention »), y compris la participation de Wagram Insurance Company Ltd., société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF, n'excède pas 5 millions d'euros par incident, les filiales optant généralement pour des franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

4.2.3.3 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, de RTE, d'ERDF et des filiales contrôlées d'EDF contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

4.2.3.4 Assurance dommages (hors biens nucléaires)

4.2.3.4.1 Programme dommages conventionnels

Le périmètre de ce programme comprend EDF, ERDF, EDF Energy ainsi que de nombreuses autres filiales. Wagram Insurance Company Ltd., ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures OIL, des extensions de couverture (couverture additionnelle des dommages aux biens pour porter la limite maximale à 1 milliard d'euros).

Pour ce programme dommages conventionnels, la rétention du Groupe sur un sinistre, comprenant la franchise (variable selon les filiales) et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company Ltd., n'excède pas 25 millions d'euros.

Contrairement à EDF, ce programme comprend, pour la plupart des filiales, 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 4.2.2 (« Gestion des risques industriels et environnementaux »).

Ce programme a été progressivement étendu à la plupart des filiales contrôlées par EDF. RTE souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens hors lignes électriques (postes de transformation, immeubles et locaux techniques).

4.2.3.4.2 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 de 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.

Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers (à l'instar de Paimpol-Bréhat ou de Flamanville 3).

4.2.3.4.3 Couverture tempêtes

ERDF a conclu avec NATIXIS/Swiss-Re, le 8 août 2011, un contrat allant jusqu'au 30 juin 2016 (soit cinq saisons de tempêtes) dont l'objet est de couvrir le réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences d'événements exceptionnels de type tempête.

(1) Ce chiffre intègre la couverture réseau mise en place par ERDF.

Avec une capacité de 150 millions d'euros, ce contrat de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique reposant sur un indice fonction de la vitesse du vent.

Les modalités de mise en place de la couverture dommages des réseaux aériens de distribution des Systèmes Énergétiques Insulaires restent à l'étude.

4.2.3.5 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

4.2.3.5.1 Responsabilité civile

Les polices d'assurances souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française n° 68-943 du 31 octobre 1968, modifiée par la loi n° 90-488 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 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). 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 d'Allianz et d'*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 auprès d'Allianz et d'ELINI pour couvrir le risque de responsabilité civile nucléaire ne prévoient aucune franchise. La société Océane Re, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque *via* les contrats de réassurance qu'elle émet au profit d'Allianz et d'ELINI.

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.

EDF Energy exploite des centrales nucléaires au Royaume-Uni. Dans ce pays, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est comparable au régime français, et EDF Energy est assurée auprès du *pool* anglais d'assurance des risques nucléaires NRI *(Nuclear Risk Insurers Limited)* à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni.

À compter de la mise en application des dispositions de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)), EDF sera tenu d'ajuster ses couvertures d'assurance de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation de 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.) en cherchant à les mutualiser entre EDF et EDF Energy. En conséquence, EDF et British Energy font partie des membres fondateurs de Blue Re, mutuelle européenne de réassurances, spécialisée dans la couverture de ces risques, créée le 17 juin 2011.

Les dispositions de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 ne seront applicables 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, lorsqu'au moins deux tiers des États les auront ratifiés (concernant l'avancement des ratifications, voir la section 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») ci-dessous.

4.2.3.5.2 Assurances dommages aux installations nucléaires

En complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris à la suite d'un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et de EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance commun faisant appel au *pool* anglais NRI, à des assureurs réassurés pour certains auprès du *pool* atomique français (Assuratome) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (« EMANI »), pour une capacité totale de 1 750 millions d'euros au-delà d'un montant de 320 millions de dollars américains.

4.2.4 Gestion des crises

Le groupe EDF dispose d'une politique de gestion des crises dont la mise en œuvre vise à lui permettre de gérer les situations dans lesquelles son patrimoine, ses personnels, ses activités ou son image sont menacés par un événement, prévu ou imprévu.

Dans ce cadre, le groupe EDF veille à disposer en permanence des moyens de répondre à la survenance d'une crise. Un dispositif d'alerte est mis en place pour informer immédiatement la Direction Générale de la Société de tout événement pouvant potentiellement justifier la décision d'un passage en situation de crise Groupe.

La mise en œuvre de l'organisation de crise s'appuie sur des plans de crise élaborés sous la responsabilité des directions ou des entités concernées, et spécifiques par type de crise (situation de déséquilibre production-consommation, incident sur les Systèmes d'Information, malveillance, crise sanitaire, incident technique sur une installation de production, crises sociales, etc.), dans le cadre de cohérence fixé par l'organisation de crise du Groupe.

Dans chaque entité, des actions de formation à la gestion de crise sont mises en place, et les organisations sont testées dans le cadre d'exercices de crise. Un programme d'exercices de crise au niveau du Groupe est réalisé chaque année (2 à 3 exercices de crise en moyenne par an impliquant la cellule de crise du Groupe), en complément des exercices de crise organisés par les directions ou entités (à titre d'exemple, 15 exercices par an par site nucléaire).

Par ailleurs, à la suite de l'accident de Fukushima, EDF a décidé de compléter ses équipes de crise nationales d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (« FARN »), capable de projeter en moins de 24 heures, sur un Centre Nucléaire de Production d'Électricité en difficulté, des équipes de compétences « conduite/maintenance » et « logistique » (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

4.2.5 Éthique et vigilance

La présence du Groupe dans de nombreux pays appelle une attention particulière quant au respect des valeurs et des principes liés aux droits humains et sociaux résultant des lois et des traités internationaux. En outre, EDF a la conviction que l'amélioration de ses performances économiques est indissociable de sa performance non seulement environnementale, mais aussi sociétale et éthique, et suit donc avec attention la prise en compte des questions éthiques et sociétales dans la conduite de ses activités.

Code éthique Groupe

Dans cette perspective, EDF a mis en place une démarche éthique, présentée au Conseil d'administration en mars 2003 et coordonnée par le Délégué à l'éthique et à la déontologie. Cette démarche s'appuie sur un code de conduite interne, le Mémento éthique.

À partir des cinq valeurs du Groupe (respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité et exigence d'intégrité), des engagements internationaux auxquels la démarche éthique est adossée (Déclaration universelle des droits de l'homme, conventions de l'OIT, Principes directeurs de l'OCDE) et de ceux auxquels le Groupe a souscrits (Pacte mondial des Nations unies, accord international EDF de Responsabilité Sociale de l'Entreprise de 2005, renouvelé en 2009), le Mémento éthique énonce les principes d'actions d'EDF à l'égard des parties prenantes ainsi que ceux attendus des salariés dans leur comportement professionnel (principes d'action collective et lignes de conduite individuelle).

Ce document, mis à jour fin 2007, est diffusé dans toutes les directions d'EDF. Il est remis individuellement à chaque salarié par son manager et doit faire l'objet d'une action d'accompagnement et d'appropriation, individuelle et collective. La désignation de correspondants éthiques, chargés de veiller à la diffusion du Mémento et au respect effectif des valeurs sur le terrain, renforce le dispositif éthique existant. Les valeurs du Groupe et le Mémento éthique sont accessibles sur le site internet d'EDF.

Plus récemment, le 19 octobre 2011, un nouveau Code éthique Groupe a été entériné par le Comité de direction du Groupe après un travail avec chacune des filiales d'EDF. Ce Code éthique est en cours de déclinaison dans la langue de chaque pays concerné en tenant compte des écarts culturels entre les pays, notamment à travers une phase de tests auprès de groupes de salariés dans chacune des entités du groupe. Il sera ensuite diffusé et déployé dans tout le Groupe.

En outre, le Conseil d'administration d'EDF s'est également doté d'un Comité d'éthique qui veille, notamment, à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil et dans la gestion de la Société (voir section 16.2.3.4 (« Comité d'éthique »)). Le Délégué à l'éthique et à la déontologie rapporte au Comité d'éthique chaque année sur son activité.

Dispositif d'alerte

Parallèlement, un dispositif d'alerte a été mis en place en 2004, qui permet d'interpeller le Délégué à l'éthique et à la déontologie sur toute question, alerte, plainte à caractère éthique.

Lutte contre la fraude et règles de concurrence

La prévention et la lutte contre la fraude, dont la corruption, sont une préoccupation majeure du groupe EDF. Le Président a signé le 14 septembre 2010 une décision en matière de lutte contre la fraude au sein du groupe EDF accompagnée d'un Guide de bonnes pratiques. De plus, concernant la détection des pratiques de fraude et de corruption, le Guide de bonnes pratiques appuyé sur le guide de contrôle interne du Groupe fournit des éléments au responsable du contrôle interne, en lien avec le Correspondant Éthique de l'entité pour sensibiliser les managers sur les actions à mener tant de prévention que de contrôle et de traitement des cas présumés.

Enfin, EDF renforce sa politique de sensibilisation, de formation et de contrôle de conformité aux règles de concurrence. Un programme de formations aux règles de la concurrence est étendu à compter de 2011 au plus grand nombre d'opérationnels en France et à l'étranger, toutes filiales confondues. Cette demande consiste à diffuser des supports et publications internes, à constituer des réseaux afin de diffuser au mieux la culture du droit de la concurrence au sein du Groupe et responsabiliser les opérationnels sur le respect de ces règles. Des procédures de contrôle viendront compléter ce dispositif.

4.3 Facteurs de dépendance

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

Pour ce qui concerne les fournisseurs, EDF et ERDF s'adressent à 21 853 fournisseurs en 2011 (contre 20 772 en 2010 et 20 008 en 2009). Les cinq premiers fournisseurs d'EDF et ERDF représentent 27,1 % du montant commandé total d'EDF[1] et d'ERDF, et les dix premiers représentent 30,9 %.

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables. La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans les domaines de l'informatique et des télécommunications.

Le groupe EDF a développé une compétence d'architecte-ensemblier de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire, compétence qui lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

Enfin, le groupe EDF a des relations commerciales très importantes avec le groupe AREVA, qui intervient lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire. Le groupe AREVA intervient également dans le domaine de la construction, de l'équipement et de la maintenance du parc de production nucléaire. En France, 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.

Domaine du cycle du combustible nucléaire

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 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'amont »)), EDF s'appuie encore pour une part importante, mais décroissante, sur le

(1) Hors achat de combustible.

groupe AREVA, qui représentait en 2011 de l'ordre de 40 % des achats d'EDF dans l'amont du cycle, contre environ 44 % en 2010 :

- pour ses besoins en uranium naturel, la Société poursuit une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement ; le groupe AREVA reste un fournisseur important d'EDF dans ce domaine ;
- en matière de conversion, 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 pour une part importante sur AREVA, mais dispose par ailleurs d'un portefeuille diversifié de fournisseurs. À compter de 2013, l'usine Georges-Besse II du groupe AREVA assurera de manière progressive la fourniture de services d'enrichissement dans le cadre d'un contrat de long terme conclu entre EDF et AREVA en 2008 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)) ;
- 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 pour les centrales en France est effectuée dans l'usine du groupe AREVA de La Hague. Ces opérations, ainsi que le recyclage des produits issus du traitement, sont réalisées dans le cadre de l'accord-cadre EDF-AREVA du 19 décembre 2008. La déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature avec AREVA le 12 juillet 2010 de l'accord traitement-recyclage et du protocole de reprise et conditionnement des déchets et de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine de La Hague (protocole RCD-MAD/DEM). Sur la période 2008-2012, l'accord traitement-recyclage fixe les prix et les quantités des prestations mises à la charge d'AREVA par EDF. Le protocole RCD-MAD/DEM définit la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixait le montant d'une soulte libératoire à verser par EDF à AREVA ; le dernier versement a eu lieu en 2011 (voir note 49.2.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011).

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire, voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'aval du cycle en France »).

Domaine du développement et de la maintenance des centrales

Le groupe AREVA est le principal fournisseur du groupe EDF en ce qui concerne la construction et la maintenance des centrales. En particulier, le groupe AREVA fournit les chaudières nucléaires, les études de sûreté correspondantes et leurs pièces de rechange. En 2011, EDF a ainsi signé avec AREVA deux contrats significatifs, l'un portant sur la fabrication de 32 des 44 générateurs de vapeur destinés aux tranches 1 300 MW, l'autre portant sur la rénovation des systèmes de contrôle-commande des réacteurs du palier 1 300 MW. Depuis plusieurs années, une diversification a néanmoins été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de certains gros composants (12 des 44 générateurs de vapeur du palier 1 300 MW seront fournis par Westinghouse) et la fourniture de services de maintenance.

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec le groupe AREVA, en lançant la réalisation de la centrale EPR de Flamanville pour laquelle EDF a conclu en 2007 un contrat avec AREVA pour la fourniture de la chaudière.

EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques 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.

5.

Informations concernant l'émetteur

5.1 Histoire et évolution de la Société **50**

5.1.1 Dénomination sociale et siège social 50

5.1.2 Registre du Commerce et des Sociétés, code APE 50

5.1.3 Date de constitution et durée de la Société 50

5.1.4 Forme juridique et législation applicable 50

5.1.5 Historique 50

5.2 Investissements **51**

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 modifiés postérieurement à différentes reprises.

5.1.1 Dénomination sociale et siège social

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

Le siège social est 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 »), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 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 spécifiques issues notamment du Code de l'énergie et de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, 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 électriques et gazières (les « IEG »). La loi laisse toutefois subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (DNN) ou Entreprises Locales de Distribution (ELD).

Les années 1946-2000 sont 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 le nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière Réacteur à Eau Pressurisée (« REP »), qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, soit 34 tranches dont la construction s'échelonnera jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, soit 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, qui sera par la suite portée à 90 %. En mai 1996, EDF entre au capital de l'électricien brésilien Light, société de distribution-commercialisation située dans l'État de Rio de Janeiro, et détient 94,8 % du capital de cette société au 31 décembre 2004. Puis en décembre 1998, EDF acquiert 100 % de London Electricity (devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2000, avec l'acquisition de 20 % d'EnBW (participation ensuite augmentée successivement pour être portée à 45,01 % en 2005) et 2001, avec 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'Électricité (devenu, en 2005, filiale à 100 % d'EDF sous la dénomination RTE EDF Transport, et aujourd'hui renommée RTE Réseau de Transport d'Électricité), 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 % d'EDF en 2003. En 2001, Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la bourse française de l'électricité. En 2001, en contrepartie de l'autorisation de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de production d'électricité (*Virtual Power Plants* – VPP), pour

faciliter l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie Nationale du Rhône à Suez (désormais 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) concluent 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 conjoint est 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.

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

Depuis le 1er janvier 2008, l'activité de distribution d'EDF est assurée par Électricité 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.

Depuis 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 rachetant British Energy, l'un des plus gros énergéticiens du Royaume-Uni, en janvier 2009, et près de la moitié des actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis en novembre 2009. EDF a par ailleurs acquis 51 % de la société belge EDF Luminus en fin d'année 2009, participation portée à 63,5 % en juin 2010.

EDF a finalisé le 29 octobre 2010 la cession des réseaux de distribution britanniques au groupe Cheung Kong de Hong Kong et finalisé, le 17 février 2011, la cession au Land de Bade-Wurtemberg de sa participation de 45,01 % dans EnBW.

En 2011, après 10 ans de partenariat stratégique en tant qu'actionnaire à 50 % d'EDF Énergies Nouvelles, EDF a renforcé son positionnement d'acteur de référence de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables en portant sa participation dans la société à 100 % à l'issue d'une offre publique alternative simplifiée d'achat et d'échange portant sur les actions EDF Énergies Nouvelles suivie d'un retrait obligatoire.

5.2 Investissements

Pour une description des principaux investissements réalisés par la Société au cours de la période 2010-2011, voir section 9.4.1.2 (« Flux de trésorerie nets liés aux opérations 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 **55**
- **6.1.1 Contexte** **55**
- **6.1.2 Vision stratégique** **56**
- **6.1.3 Axes stratégiques à horizon 2020** **56**
- **6.1.4 Politique d'investissement** **58**
  - 6.1.4.1 Investissements en 2011 58
  - 6.1.4.2 Investissements en 2012 58
  - 6.1.4.3 Investissements à l'horizon 2015 58

6.2 Présentation de l'activité du groupe EDF en France **59**
- **6.2.1 Opérations non régulées France** **59**
  - 6.2.1.1 Production d'électricité 59
  - 6.2.1.2 Commercialisation 84
  - 6.2.1.3 Optimisation amont/aval – *trading* 92
- **6.2.2 Opérations régulées France** **93**
  - 6.2.2.1 Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité 93
  - 6.2.2.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF) 98
  - 6.2.2.3 Systèmes énergétiques insulaires 103
  - 6.2.2.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») 105

6.3 Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international **106**
- **6.3.1 Royaume-Uni** **107**
  - 6.3.1.1 Présentation des activités et de la stratégie du groupe EDF au Royaume-Uni 107
  - 6.3.1.2 EDF Energy 108
  - 6.3.1.3 Jeux olympiques et paralympiques de Londres 2012 117
- **6.3.2 Italie** **117**
  - 6.3.2.1 Edison 117
  - 6.3.2.2 Efficacité énergétique en Italie 120
  - 6.3.2.3 Énergies renouvelables en Italie 121
- **6.3.3 Autres international** **121**
  - 6.3.3.1 Europe continentale 121
  - 6.3.3.2 Espagne 126
  - 6.3.3.3 Amérique du Nord 127
  - 6.3.3.4 Asie-Pacifique 132
  - 6.3.3.5 Amérique latine, Afrique et Moyen-Orient 134

6. Aperçu des activités

6.4 Autres activités et fonctions transverses **135**

6.4.1 Autres activités **135**

6.4.1.1 Optimisation *trading* Groupe 135

6.4.1.2 Énergies nouvelles 137

6.4.1.3 Dalkia 141

6.4.1.4 Électricité de Strasbourg 141

6.4.1.5 Tiru 142

6.4.1.6 Autres participations 142

6.4.2 Activités Gaz **142**

6.4.2.1 Contexte du marché européen du gaz naturel 142

6.4.2.2 Orientation du groupe EDF dans le domaine du gaz naturel 143

6.4.2.3 Marché final du gaz naturel 143

6.4.2.4 La sécurisation des approvisionnements gaziers 144

6.4.3 Politique de développement durable et service public **147**

6.4.3.1 L'engagement de développement durable d'EDF 147

6.4.3.2 La politique environnementale 148

6.4.3.3 La politique sociétale 151

6.4.3.4 Dialogue avec les parties prenantes : Panel développement durable, conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical 152

6.4.3.5 Service public en France 152

6.5 Environnement législatif et réglementaire **153**

6.5.1 Législation relative au marché de l'électricité **153**

6.5.1.1 Législation européenne 153

6.5.1.2 Législation française : Code de l'énergie 154

6.5.2 Législation relative au marché du gaz **157**

6.5.2.1 Législation communautaire 157

6.5.2.2 Législation française : Code de l'énergie 157

6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité **158**

6.5.4 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité **158**

6.5.4.1 Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité 158

6.5.4.2 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF 160

6.5.5 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie **165**

6.5.6 Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF **166**

6.5.6.1 Réglementation future au niveau communautaire 166

6.5.6.2 Réglementation future au niveau national 167

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production nucléaire, renouvelable et fossile, le transport, la distribution, la commercialisation et les services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie, ainsi que le négoce d'énergies. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et détient des positions fortes en Europe (Royaume-Uni, Italie, pays d'Europe centrale et orientale) qui en font l'un des électriciens leader dans le monde et un acteur gazier reconnu.

	Capacité nette[1] de production		Capacité brute[2] de production	
(en gigawatts)	2011	2010	2011	2010
Nucléaire	74,8	74,3	77,5	77,1
Thermique à Flamme	34,4	34,8	50,4	49,9
Hydraulique et autres renouvelables	25,4	24,8	30,9	30,9
TOTAL	**134,6**	**133,9**	**158,8**	**157,9**

(1) Capacité nette : capacité de production revenant au groupe en application des règles de consolidation.
(2) Capacité brute : capacité physique totale de l'unité dans laquelle le Groupe dispose d'un intérêt.

Avec une puissance installée nette de 134,6 Gwe[1] dans le monde au 31 décembre 2011 (124,2 GWe en Europe) pour une production mondiale de 628,2 TWh, le Groupe dispose, parmi les grands énergéticiens mondiaux, du parc de production le plus important et le moins émetteur de CO_2 par kilowatt-heure produit[2] grâce à la part du nucléaire, de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables dans son mix de production.

Le groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à plus de 37,7 millions de comptes client[3] dans le monde (dont près de 27,9 millions en France).

Les activités du Groupe traduisent le choix d'un modèle équilibré entre la France et l'international, opérations concurrentielles et régulées et reposant sur une intégration amont-aval. En 2011, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 65,3 milliards d'euros, un excédent brut d'exploitation de 14,8 milliards d'euros et un résultat net courant de 3,5 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les parts de marché du Groupe sur ses trois principaux secteurs opérationnels en 2011 et 2010 :

	Électricité (production)		Gaz (vente)	
	2011	2010	2011	2010
France	80 %	85 %[1]	4 %	4 %[2]
Royaume-Uni	n/d[4]	16 %[3]	n/d[4]	4 %[3]
Italie	12 %[5]	15 %[5]	20 %[5]	19 %[5]

(1) Calculé sur la base de l'Énergie électrique en France, publiée par RTE en 2010 et 2011.
(2) Calculé sur la base de données issues du site du ministère en charge de l'énergie (France).
(3) Calculé sur la base de données publiées par le Department of Energy and Climate Change *(Royaume-Uni).*
(4) Chiffres non disponibles à la date de dépôt du présent document de référence.
(5) Chiffres Edison, issus du rapport annuel Edison et du site internet Edison.

6.1 Stratégie

6.1.1 Contexte

Le contexte prégnant de crise économique et financière a un impact sur tous les acteurs économiques des pays membres de l'OCDE, y compris les énergéticiens. Le secteur énergétique doit de plus faire face à des incertitudes sur les prix très volatils du gaz et du pétrole ainsi que du CO_2 sur le marché européen du carbone. Le secteur énergétique est aussi confronté aux évolutions des politiques régulatoires et environnementales en Europe. Mais ces facteurs ne doivent pas masquer les tendances de fond et les défis de long terme, qui demeurent présents en tout état de cause et doivent guider les décisions des énergéticiens qui ont à inscrire leur action dans la durée.

Les changements mondiaux majeurs en cours sont caractérisés par :
- une croissance énergétique mondiale de long terme (+ 40 % en 2035[4] par rapport à 2009), surtout dans les pays émergents à démographie en expansion, encore plus soutenue pour l'électricité (+ 80 % en 2035[5]) ; à ce jour, 1,3 milliard de personnes n'ont pas accès à l'électricité, ce qui constitue un frein considérable au progrès ;
- le coût croissant de l'accès aux ressources et énergies primaires ;

(1) Source : EDF. Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable.
(2) Source : PriceWaterhouseCoopers, Facteur carbone européen, novembre 2011.
(3) Source : EDF. Un client peut avoir deux comptes client : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.
(4) Source : scenario de référence New Policies Scenario, AIE WEO 2011.
(5) Source : AIE.

- la nécessité de respecter les politiques environnementales visant à « décarboner » la production d'énergie afin de limiter les effets du changement climatique. Le secteur électrique a un rôle majeur à jouer pour respecter cet objectif ;
- la montée d'un monde pluriel et multipolaire : nouvelles puissances émergentes (Chine, Brésil, Inde, Russie), signifiant la fin de l'exclusivité des pays développés sur les technologies les plus performantes ;
- un ensemble de solutions énergétiques répondant aux attentes d'un monde de plus en plus urbain (50 % de la population mondiale vit en ville aujourd'hui, et le taux d'urbanisation devrait atteindre 70 % en 2050) : systèmes urbains, énergies locales, réseaux et compteurs intelligents ;
- la prise en compte accrue de la sûreté vis-à-vis des risques industriels majeurs, tels les accidents de plateformes pétrolières ou centrales nucléaires : Fukushima a ainsi profondément marqué l'année 2011 et les politiques énergétiques de certaines grandes économies des pays développés.

Le défi énergétique mondial consiste à répondre à la croissance des besoins, malgré le coût croissant d'accès aux ressources en énergies primaires et la contrainte climatique. Il constitue cependant un avantage pour l'électricité, « vecteur énergétique », dès lors que l'ensemble de la palette des ressources primaires (nucléaire, renouvelables, fossiles) peut être utilisée pour constituer le mix énergétique adapté à chaque pays, pour produire une électricité abordable et respectueuse de l'environnement et du climat.

Dans ce contexte, les technologies peu émettrices de CO_2 sont à privilégier en amont, tandis qu'en aval la demande d'énergie doit être maîtrisée grâce à des usages plus efficaces.

6.1.2 Vision stratégique

Face à l'ensemble de ces mutations et aux évolutions géopolitiques en cours, EDF – déjà premier producteur mondial d'électricité – a l'ambition d'être le premier électricien mondial de référence, ce qui implique :

- de rechercher, dans chaque pays où il exerce ses activités, le meilleur mix de production, adapté aux conditions techniques, économiques et environnementales, en liaison étroite avec les différentes autorités publiques concernées et l'ensemble des parties prenantes ;
- d'assurer par sa maîtrise industrielle sur l'ensemble du système électrique (production, réseaux…), la qualité de service sur les volumes délivrés aux clients. En particulier, d'être leader sur la sûreté nucléaire pour en faire bénéficier ses parcs existants et en développement, en France, en Europe et dans le monde ;
- d'étendre et multiplier les usages performants de l'électricité. Les besoins d'efficacité énergétique (maîtrise de la demande), les systèmes intelligents de gestion des réseaux *(smart grids)* et la mobilité électrique constituent autant de chantiers contribuant au concept de « ville durable » ;
- d'avoir un horizon mondial, pour savoir aller chercher la croissance là où elle se trouve, en diversifiant les types de production et les pays. Cela favorise le bénéfice du retour d'expérience issu des zones où EDF est déjà implanté, et la mise en œuvre des meilleures technologies disponibles dans tous les pays concernés ;
- d'innover sur tous les maillons de la chaîne intégrée de production, transport, distribution, commercialisation, services et *trading*, pour préparer les solutions de demain.

Pour une énergie vitale comme l'électricité, l'ensemble de ces missions relève d'une démarche de service public, héritage du Groupe et atout durable pour le futur, adapté à chaque contexte local.

6.1.3 Axes stratégiques à horizon 2020

6.1.3.1 Renforcer les avantages compétitifs du Groupe sur ses bases existantes

Le savoir-faire industriel d'EDF : cœur du métier d'EDF

Le Groupe dispose d'un savoir-faire industriel reconnu dans la production, le transport, la distribution et l'aval (commercialisation, services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie) en tant qu'acteur intégré dans la conception, la construction et l'exploitation des moyens, exemplaire sur la sûreté de l'outil industriel, sa performance et la satisfaction des clients.

En matière de production, notamment, le Groupe entend déployer ses compétences dans toutes les filières : nucléaire comme grand hydraulique, autres énergies renouvelables, centrales thermiques à gaz et au charbon propre.

Un nucléaire sûr repose sur la responsabilité d'un opérateur, qui comme EDF, intègre les compétences d'exploitant, de constructeur et de concepteur, sur une dynamique de l'amélioration permanente, ainsi que sur une autorité de sûreté indépendante et compétente.

Dans le cadre des tests de résistance menés en 2011 au niveau européen pour tirer les leçons de l'accident de Fukushima, EDF va renforcer la protection des centrales nucléaires face aux inondations et séismes, et mettre en place une force d'intervention rapide pour faire face à des événements extrêmes, comme la perte d'alimentations électriques et de sources froides (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Au moment où de nombreux pays recourent au nucléaire pour faire face à leurs besoins en énergie abordable et décarbonée, il est important de mettre en place une discipline internationale pour aller vers un nucléaire encore plus sûr et plus exigeant sous l'impulsion de l'Agence internationale de l'énergie atomique (« AIEA ») et de l'Organisation mondiale des exploitants nucléaires (« WANO »).

EDF est une référence mondiale, capable de proposer ses compétences et d'accompagner les opérateurs ou les pays qui souhaitent exploiter et développer un nucléaire plus sûr.

La France : fondement de la légitimité industrielle du Groupe dans le monde

EDF poursuivra en France les actions menées depuis 2010. Le Groupe s'est ainsi fixé trois priorités sur son marché domestique :

- la performance opérationnelle relative au parc de production (intégrant le retour d'expérience tiré de Fukushima), aux réseaux et à l'accompagnement de ses clients ;
- le renforcement de l'outil industriel, à travers les investissements, avec en particulier l'EPR de Flamanville ;
- le renouvellement des compétences, grâce à la capacité à faire évoluer les collaborateurs du Groupe, à développer la mobilité et à attirer les talents.

Le Royaume-Uni : renforcer les positions

EDF a pour ambition d'asseoir son ancrage au Royaume-Uni, qui prépare une phase importante de renouvellement de son parc de production. Les décisions politiques de soutien des énergies bas carbone, avec la publication récente du projet de loi mettant en place un prix plancher du CO_2, confortent le Groupe dans ses projets de développement nucléaire. En parallèle, le Groupe entend prolonger la durée de vie du parc existant, dans les conditions maximales de sûreté.

L'Italie

Un accord définitif pour la prise de contrôle d'Edison de la part d'EDF a été trouvé le 15 février 2012 (voir section 6.3.2.1.2 (« Gouvernance et accords entre EDF et A2A »)).

Si les conditions suspensives sont levées, cet accord permettra au groupe EDF de diversifier son mix de production, de renforcer sa position, avec le plein contrôle d'Edison, en Italie, l'un des marchés clés de l'énergie en Europe, qui bénéficie d'une position géostratégique importante pour les approvisionnements gaziers.

En matière gazière, EDF pourra compter sur les compétences d'Edison (en particulier pour l'Exploration & Production) et ses positions complémentaires à celle du Groupe sur les infrastructures gazières (en particulier le terminal GNL de Rovigo). Dans l'électricité, Edison deviendra une plateforme pour le développement du Groupe dans l'ensemble des pays du bassin méditerranéen, notamment sur la production thermique et l'hydraulique.

Enfin, suite au référendum italien des 12 et 13 juin 2011 rejetant le retour du nucléaire, EDF a abandonné son projet de construction avec ENEL de tranches EPR en Italie.

Les autres pays européens

Déjà présent au Benelux et en Europe centrale, le Groupe a la volonté de favoriser la concrétisation des synergies opérationnelles et de se développer dans les pays européens en croissance électrique, et notamment en Pologne.

6.1.3.2 Répondre à la diversité de ses clients dans le monde

EDF souhaite renforcer sa présence internationale et valoriser la diversité de son expertise, atout majeur du Groupe pour répondre à la variété des demandes de ses clients.

- À l'international, au-delà de la Chine et des États-Unis, EDF a pour objectif de renforcer son implantation dans les pays à forte croissance, comme la Pologne, le Brésil ou la Turquie, et dans différentes parties du monde où des projets – le plus souvent en partenariat avec des acteurs locaux – s'avéreront créateurs de valeur. Il s'agit de piloter un développement prudent mais déterminé, pour étendre la couverture géographique du Groupe.
- En matière de production, le Groupe vise à horizon 2020 une capacité installée nette supérieure à 160 GW (capacité brute de 200 GW), avec 50 % de nucléaire, 25 % de thermique gaz ou charbon, et 25 % d'hydraulique et autres énergies renouvelables (éolien, biomasse, solaire…) :
  - le nucléaire, qui fournit une électricité compétitive et sans CO_2, a toute sa place dans le mix énergétique mondial. Des pays comme la Russie, le Brésil, l'Inde, les États-Unis, la Chine, l'Afrique du Sud et plusieurs pays de l'Union européenne comme le Royaume-Uni, la Pologne, la Finlande ou la République tchèque, par exemple, ont confirmé que le nucléaire est amené à jouer un rôle significatif dans leur production électrique ;
  - dans l'hydraulique, l'expérience de Nam-Theun II au Laos illustre la compétence d'EDF. D'autres pays en Asie, mais aussi en Amérique du Sud, sont intéressés ;
  - dans le thermique à flamme, EDF entend apporter sa maîtrise des technologies les plus modernes, les plus respectueuses de l'environnement, et son savoir-faire en termes de gestion de projets ;
  - pour les autres énergies renouvelables, la montée à 100 % au capital d'EDF Énergies Nouvelles courant 2011 est en parfaite cohérence avec cette ambition.
- Le Groupe souhaite par ailleurs valoriser son expérience dans la planification, la conception ou l'exploitation de réseaux auprès de pays qui veulent renforcer ou moderniser leurs infrastructures et évoluer vers des réseaux plus intelligents. Les partenariats entre ERDF et des opérateurs de réseaux chinois et russes en sont les premiers exemples.
- Sur la filière aval, qui comprend optimisation, *trading* et commercialisation d'offres adaptées aux clients, EDF entend développer la valeur du portefeuille clients et élargir ses compétences au delà de la France. EDF s'attache à fidéliser ses clients par l'excellence de la relation client et l'accompagnement de leurs actions et investissements d'efficacité énergétique. EDF propose aussi un traitement adapté aux clients en situation de précarité énergétique.
- Enfin, EDF considère le gaz comme une composante essentielle d'un parc de production moderne et faible émetteur de CO_2. Le gaz est également un élément structurant de son métier d'électricien, permettant notamment d'alimenter les cycles combinés à gaz du Groupe ou de compléter les offres aux clients finals. Les projets d'investissement dans le terminal méthanier de Dunkerque, décidé en mai 2011, et dans de nouvelles capacités de stockages gaziers, la participation au projet de gazoduc international South Stream et l'accord définitif entre EDF et Delmi pour la prise de contrôle exclusive d'Edison sont au cœur de cette démarche (voir sections 6.4.2.4.2 (« Importation et flexibilité : gazoducs, chaîne GNL et stockages »), 6.3.3.1.2 (« Russie ») et 6.3.2 (« Italie »)).

Sélectivité et pragmatisme (attente des pays, connaissance des acteurs et partenariats, opportunités) seront les clés des choix à effectuer.

EDF souhaite apporter des solutions industrielles durables à travers des modes contractuels variés : assistance à maîtrise d'ouvrage, gestion pour compte de tiers ou investissements de type IPP *(Independent Power Producer)*. Les droits de contrôle dans les pactes d'actionnaires permettront au Groupe d'assumer la responsabilité de ses choix industriels et technologiques.

6.1.3.3 Maîtriser son avenir, en conjuguant l'expertise unique d'EDF et l'anticipation des besoins à long terme

EDF souhaite renforcer son effort d'innovation et de R&D pour préparer l'avenir dans un contexte où le monde fait face à des enjeux majeurs liés au réchauffement climatique, à la sécurité d'approvisionnement et à une augmentation continue de la demande mondiale d'électricité. 2 000 ingénieurs et techniciens sont ainsi mobilisés pour développer la capacité du Groupe à anticiper dans tous ses métiers : sécurité et performance des outils de production, des réseaux, efficacité des usages (voir section 11.2 (« Les priorités de la R&D »)).

Le Groupe mettra notamment l'accent sur :

- les filières de production à faibles émissions de CO_2. Par exemple, outre le nucléaire et l'hydraulique, les technologies comme le photovoltaïque

de nouvelle génération, le solaire à concentration, l'éolien *off-shore* ou encore les hydroliennes constituent un potentiel d'avenir ;
- le captage et le stockage du CO_2, un enjeu essentiel pour l'utilisation durable du charbon (en tant que combustible) dans le monde ;
- les investissements liés à la durée de vie des matériels, notamment le remplacement de certains grands équipements en vue d'améliorer à la fois la performance opérationnelle et le niveau de sûreté. Un thème important de R&D est l'étude du vieillissement des matériaux, domaine clé pour la durée de fonctionnement des centrales.

EDF concentrera également des efforts de R&D sur le commerce et les réseaux, à la veille de mutations profondes. Le développement des systèmes électriques intelligents, comme le compteur communicant Linky expérimenté avec succès par ERDF à Lyon et Tours, et les services qu'EDF pourra offrir aux clients en aval du compteur (tels que l'amélioration de la maîtrise de la consommation) sont un maillon important de ce dispositif. Les recherches menées par EDF s'attacheront aussi à développer des bâtiments sobres en énergie à prix raisonnable, des bâtiments intelligents, des usages innovants de l'électricité, pour le transport, le confort ou l'industrie. EDF installera grâce aux opportunités des systèmes électriques intelligents le rôle de l'électricité dans la transition vers une société bas carbone, construite notamment autour des villes durables.

La qualité et la motivation de ses équipes, par leur compétence, leur implication dans l'entreprise et dans leur mission de service public, constituent aussi un atout essentiel pour l'avenir d'EDF. Alors que le Groupe va devoir faire face dans les prochaines années à une vague importante de départs à la retraite, garantir au sein de l'entreprise le maintien de la richesse de ce capital humain est l'objet d'une mobilisation permanente.

Attirer de nouveaux talents et accroître encore les efforts de formation seront au cœur des préoccupations du Groupe pour réussir la mission qu'il s'est fixée (voir section 17.1.2 (« Politique de formation et de mobilité »)).

6.1.4 Politique d'investissement

6.1.4.1 Investissements en 2011

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 11,1 milliards d'euros en 2011, contre 10,3 milliards d'euros en 2010[(1)]. Les investissements ont porté à la fois sur les domaines régulé (29 %) et non régulé (71 %). Dans le domaine non régulé, les investissements se répartissent à quasi-parité entre des investissements de développement de nouvelles capacités (nouveau nucléaire, cycles combinés à gaz), qui représentent 3,9 milliards d'euros (49 % du total), et des investissements de maintenance, qui s'élèvent à 4 milliards d'euros (51 % du total), dont près de 2,5 milliards d'euros concernent la maintenance nucléaire. En France, les investissements opérationnels ont augmenté de 10 %, à 7,4 milliards d'euros. D'importants investissements opérationnels ont été réalisés au Royaume-Uni pour près de 1,2 milliard d'euros et concernent les énergies renouvelables et le développement du nouveau nucléaire. Dans le reste de l'Europe, les investissements opérationnels ont atteint près de 0,8 milliard d'euros, et 1,8 milliard d'euros dans les autres activités (EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading et Dalkia).

Début 2011, le groupe EDF a encaissé 4,5 milliards d'euros de produits de cession en Allemagne grâce la vente de sa participation dans le groupe allemand EnBW au Land du Bade-Wurtemberg. Ces 4,5 milliards d'euros sont venus en complément de l'acompte de 169 millions d'euros perçu le 16 décembre 2010.

En 2011, EDF a aussi réalisé des investissements de croissance externe pour 2 milliards d'euros, notamment une offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange sur EDF Énergies Nouvelles suivi d'un retrait obligatoire pour un montant total de 1,5 milliard d'euros.

6.1.4.2 Investissements en 2012

En 2012, les investissements opérationnels du Groupe devraient être à nouveau en croissance par rapport aux 11,1 milliards d'euros investis en 2011.

Les investissements de croissance externe de 2012 porteront notamment sur la prise de contrôle d'Edison qui devrait entraîner un investissement maximum d'environ un milliard d'euros en supposant le rachat de tous les minoritaires (voir section 6.3.2.1.2 (« Gouvernance et accords entre EDF et A2A »)).

6.1.4.3 Investissements à l'horizon 2015

D'ici 2015, le Groupe a pour ambition de développer son modèle d'activité pour en conforter la rentabilité. Pour ce faire, l'augmentation du montant des investissements, qui ne dépasseront pas toutefois 15 milliards d'euros en 2015, va de pair avec une exigence accrue en matière de rentabilité. La création de valeur devra se situer à 300 points de base au-dessus du coût moyen pondéré du capital, ce qui représente une hausse substantielle par rapport aux 100 à 150 points de base exigés auparavant.

Le Groupe augmentera constamment ses investissements dans le parc nucléaire d'ici 2015 en vue de renforcer la sûreté et permettre une exploitation efficiente du parc en accroissant la production. La maintenance sera ainsi privilégiée avec une montée en puissance du programme de remplacement des gros composants (3,4 à 3,6 milliards d'euros d'ici 2015) qui vise à permettre la prolongation de la durée de fonctionnement des centrales au-delà de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et d'exploitation. Cela s'est par exemple concrétisé en 2011 par la signature d'un accord avec AREVA pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande de sûreté pour les réacteurs de 1 300 MW et la commande de 44 générateurs de vapeur. Enfin, le Groupe intégrera les enseignements liés à l'accident de Fukushima et prévoit d'investir un montant global de l'ordre de 10 milliards d'euros, conformément aux prescriptions de l'ASN, et selon un calendrier qui sera fixé d'ici à mi-2012.

Parallèlement, pour disposer d'un parc de production électrique à 75 % non émetteur de CO_2, le groupe EDF investira pour diversifier son mix énergétique.

(1) Périmètre 2010 ajusté, c'est-à-dire au périmètre comparable avec 2011 : hors EnBW, les réseaux et la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni et avec la mise en équivalence de RTE.

Plusieurs investissements de long terme ont déjà été décidés en 2011. En France, la centrale à charbon de Bouchain sera transformée en centrale à gaz de 510 MW sur la base de la turbine développée conjointement avec GE Energy. EDF a aussi pris la décision de lancer le projet de terminal méthanier de Dunkerque LNG, dont la mise en service est prévue au second semestre 2015, pour un montant part du groupe de 650 millions d'euros. Enfin, en Europe, 1,8 milliard d'euros seront investis en Pologne pour la construction d'une centrale à charbon supercritique de 900 MW, qui s'inscrit dans l'objectif du Groupe de renforcer ses positions en Europe centrale.

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 d'électricité et la commercialisation d'électricité et de gaz. EDF met en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production, achats d'énergies et de combustibles) et aval (ventes en gros, commercialisation) pour garantir la fourniture 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 continentale 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 2011, la Direction Production Ingénierie comptait 36 569 salariés[1]. 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 ces trois domaines (voir section 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international »)).

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 97,4 GW en France continentale[2] au 31 décembre 2011, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant un peu plus de 10 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe (soit les 35 zones membres d'ENTSO-E – European Network Transmission System Operators for Electricity –, qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne).

En 2011, la production du parc d'EDF en France a été de 459,7 TWh.

Le parc en France continentale se compose, au 31 décembre 2011, 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 1 450 MW ; elles ont une moyenne d'âge de 26 ans[3] (entre 10 et 34 ans), l'âge moyen des tranches 900 MW étant d'environ 30 ans, celui des tranches 1 300 MW, de 23 ans et celui des tranches 1 450 MW, de 11 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 6 tranches en arrêt garanti pluriannuel[4] ;
- 435 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 68 ans[5].

À cela viennent s'ajouter :
- les capacités de production éoliennes d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et des usines d'incinération du groupe Tiru en France (voir section 6.4.1.5 (« Tiru »)) ;
- 82 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHYM (69,4 %), CERGA (détenue à 50/50 avec EnBW). Ces centrales représentent un total d'environ 120 MW de capacité installée en 2011 et de 570 GWh de productible[6].

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 de la puissance du parc installé en France continentale au cours des trois dernières années :

	Au 31/12/2009		Au 31/12/2010		Au 31/12/2011	
Parc installé[1]	**En MW**	**%**	**En MW**	**%**	**En MW**	**%**
Nucléaire	63 130	65	63 130	65	63 130	65
Hydraulique[2]	20 027	21	20 022	21	20 007	20
Thermique[3]	13 642	14	14 012	14	14 275	15
TOTAL	**96 811**[4]	**100**	**97 176**[4]	**100**	**97 424**[4]	**100**

(1) Exprimé en MW de puissance maximale couplée au réseau.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit 400 MW en 2011.
(3) Hors Corse et outre-mer, soit 1 482 MW en 2011, et y compris 2 075 MW pour les tranches en arrêt garanti pluriannuel.
(4) Cette valeur inclut également 12 MW de capacité de production éolienne.

(1) En hausse de 1 396 salariés par rapport à l'année 2010.
(2) Pour la Corse et l'outre-mer, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes énergétiques insulaires »).
(3) Moyenne arithmétique calculée à partir de la mise en service industriel.
(4) Les installations de production mises en « arrêt garanti pluriannuel » sont dans l'attente d'une décision de réactivation ou de retrait d'exploitation.
(5) Moyenne arithmétique.
(6) Productible et capacité sont indiqués au prorata de la participation.

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

	Au 31/12/2009		Au 31/12/2010		Au 31/12/2011	
Production	**En TWh**	**%**	**En TWh**	**%**	**En TWh**	**%**
Nucléaire	389,8	88,4	407,9	88,0	421,1	91,6
Hydraulique (1) (3)	35,1	8,0	38,8	8,4	26,8	5,8
Thermique (2)	16,0	3,6	16,9	3,6	11,8	2,6
TOTAL (4)	**440,9**	**100**	**463,6**	**100**	**459,7**	**100**

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,1 TWh en 2011.

(2) Hors Corse et outre-mer, soit 4,5 TWh en 2011.

(3) Production nette : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) s'élève à 6,9 TWh en 2011, ce qui conduit à une production hydraulique brute, consommation liée au pompage comprise, de 33,7 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 97,4 GW en France au 31 décembre 2011, 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(1) 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, Virtual Power Plant ou « 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 EDF assure la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à allonger la durée de fonctionnement 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, dans un contexte réglementaire environnemental 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 2011, 91,6 % 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 1 450 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ; soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement réparties sur 19 sites, propriété d'EDF, et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2011.

(1) Les coûts variables de production correspondent à l'ensemble des coûts qui varient directement avec la quantité d'énergie produite. Pour la production d'électricité, les coûts variables sont essentiellement constitués par le combustible.

Les dates de mise en service des tranches sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Prochaine Visite Décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Prochaine Visite Décennale
Fessenheim 1	1978	VD4	Gravelines 6	1985	VD3
Fessenheim 2	1978	VD4**	Cruas 3	1985	VD3
Bugey 2	1979	VD4*	Cruas 4	1985	VD3
Bugey 3	1979	VD3	Chinon B3	1987	VD3
Bugey 4	1979	VD4*	Chinon B4	1988	VD3
Bugey 5	1980	VD4*	Paluel 1	1985	VD3
Dampierre 1	1980	VD4*	Paluel 2	1985	VD3
Gravelines 1	1980	VD4**	Paluel 3	1986	VD3
Gravelines 2	1980	VD3	Paluel 4	1986	VD3
Tricastin 1	1980	VD4	Saint-Alban 1	1986	VD3
Tricastin 2	1980	VD4*	Flamanville 1	1986	VD3
Dampierre 2	1981	VD3	Saint-Alban 2	1987	VD3
Dampierre 3	1981	VD3	Flamanville 2	1987	VD3
Dampierre 4	1981	VD3	Cattenom 1	1987	VD3
Tricastin 3	1981	VD3	Cattenom 2	1988	VD3
Tricastin 4	1981	VD3	Nogent 1	1988	VD3
Gravelines 3	1981	VD3	Belleville 1	1988	VD3
Gravelines 4	1981	VD3	Belleville 2	1989	VD3
Blayais 1	1981	VD3	Nogent 2	1989	VD3
Blayais 2	1983	VD3	Penly 1	1990	VD3*
Blayais 3	1983	VD3	Cattenom 3	1991	VD3*
Blayais 4	1983	VD3	Golfech 1	1991	VD2
Saint-Laurent 1	1983	VD3	Cattenom 4	1992	VD2
Saint-Laurent 2	1983	VD3	Penly 2	1992	VD2
Chinon B1	1984	VD3	Golfech 2	1994	VD2
Cruas 1	1984	VD3	Chooz B1	2000	VD2
Chinon B2	1984	VD3	Chooz B2	2000	VD2
Cruas 2	1984	VD3	Civaux 1	2002	VD2*
Gravelines 5	1985	VD3	Civaux 2	2002	VD1

** Sous réserve d'obtention de l'autorisation d'exploitation de l'ASN. L'autorisation de fonctionner pour les années supplémentaires est accordée par l'ASN durant le cycle de production qui suit chaque Visite Décennale. Elle est attendue en 2012 pour les VD réalisées en 2011.*

*** VD3 en cours au 31 décembre 2011.*

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. Avec un âge moyen d'environ 26 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans (durée de référence en comptabilité et pour la conception des tranches nucléaires), le parc nucléaire d'EDF est l'un des plus jeunes des parcs installés dans le monde.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont actuellement en cours de déconstruction (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)).

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, 11 tranches de production 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 le groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
  E.ON a acquis au 1er janvier 2010 l'accès à l'équivalent des droits de tirage historiques dont disposait EnBW sur la production nucléaire d'EDF. Par ailleurs, l'évolution capitalistique d'EnBW n'a pas influé sur les contrats d'allocation de production conclus avec EDF. EnBW reste donc titulaire de ces contrats d'allocation de production ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg(1) en Suisse (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel (12,5 %) ;
- Flamanville 3 en construction : Enel (12,5 %) (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ») pour l'accord de partenariat industriel signé avec Enel le 30 novembre 2007).

(1) Groupe Axpo.

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 coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction – la part de l'énergie produite leur revenant effectivement. 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 les risques sur la performance liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production (pour un total d'un peu plus 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 et fonction des performances effectives moyennes de ce parc. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,67 %) et la société belge EDF Luminus (3,3 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg en Suisse (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

6.2.1.1.3.2 L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques

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[1]. 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 à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). À périmètre constant de capacités, EDF cherche à accroître sa production d'origine nucléaire et à diminuer les coûts d'exploitation hors combustible.

Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production et arrêts programmés

Afin de concilier les enjeux liés à la forte saisonnalisation de la consommation en France, à la disponibilité des ressources de maintenance et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2011, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1 300 MW et, depuis 2010, 4 tranches du palier N4 (1 450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin des cycles de production, d'une durée de 12 à 18 mois, ont lieu des périodes d'arrêts permettant de remplacer une fraction du combustible chargé en cœur et de réaliser les travaux de maintenance.

Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement (« ASR »), durant lequel l'opération essentielle réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf ; certains tests et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt. Cet arrêt a une durée d'environ 35 jours ;
- la Visite Partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance et dont la durée est de l'ordre de 60 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée de l'ordre de 100 jours afin d'effectuer une Visite Décennale. Cette durée varie en fonction du programme de travaux et de maintenance et du palier concerné. Le programme d'une Visite Décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- des épreuves hydrauliques des circuits primaires et secondaires, une épreuve de l'enceinte, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications, liés aux réévaluations décennales de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, dont la rénovation des gros composants.

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 autres énergies renouvelables et l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. 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 aux frontières conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalisation de la consommation en France 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 2 300 MW[2]) imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. La canicule de 2003 a mis en évidence les conséquences du très fort réchauffement des fleuves, notamment sur les conditions d'exploitation des tranches « bord de rivière ». La programmation des arrêts de tranches a donc été revue pour réduire le nombre des arrêts des tranches « bord de mer » en juillet et août et favoriser ainsi le maintien en production du maximum de ces tranches dont les capacités de refroidissement sont indépendantes des conditions climatiques.

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire s'élève à 421 TWh environ en 2011, un volume en hausse de 13,2 TWh (soit 3,2 %), par rapport à celui de 2010.

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

(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) Source : RTE.

installée toute l'année), encore appelé « Load factor » (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd × Ku) :

- un coefficient de disponibilité « Kd » (énergie disponible[1] rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) ;
- un coefficient d'utilisation « Ku » (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 76,1 % en 2011, est en progrès par rapport à celui de 2010 (73,8 %). C'est la résultante d'un Kd de 80,7 %, en augmentation de 2,2 points par rapport à 2010, et d'un Ku de 94,3 %, en légère hausse de 0,3 point par rapport à celui de 2010.

Par rapport à l'année 2010, l'écart de production de 13,2 TWh résulte principalement :

- de la réduction significative des avaries exceptionnelles, inférieures de 3,5 % par rapport à 2010, grâce à l'aboutissement du programme de lessivage des générateurs de vapeur en 2011 et au nombre réduit d'avaries sur les alternateurs et transformateurs principaux ;
- de l'atteinte du meilleur taux d'indisponibilité fortuite de l'histoire du parc d'EDF (2,2 %), qui confirme la pertinence des actions engagées sur la maîtrise des menaces techniques par la fiabilisation des matériels et des organisations ;
- et ceci, en dépit d'un nombre de Visites Décennales, 9 en 2011 contre 5 en 2010, dont l'impact correspond à une indisponibilité planifiée supplémentaire de l'ordre de 1,5 point.

Grâce à une stratégie de maintenance volontariste mise en œuvre depuis 2007, en particulier avec le remplacement préventif des gros composants (générateurs de vapeur, stators d'alternateurs et transformateurs principaux), de bons résultats ont été obtenus en 2011.

Les projets engagés, tant au niveau de l'organisation et des méthodes travail qu'au niveau de la rénovation et du remplacement des gros composants, devraient permettre une perspective d'atteinte d'un Kd proche de 85 % à horizon 2015 (dans l'état de la réglementation à fin 2011 concernant l'exploitation du parc nucléaire). Le traitement des préconisations de l'ASN à la suite de son instruction des évaluations complémentaires de sûreté, conséquence directe de l'accident de Fukushima, aura vraisemblablement un impact significatif sur le volume et l'ordonnancement des opérations à réaliser et permettra de préciser cet objectif.

Génération 2020 : le projet du parc en exploitation d'EDF

Pour améliorer la disponibilité, élever encore le niveau de sûreté et préparer l'allongement de la durée de fonctionnement du parc (voir 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)), EDF effectuera un volume important de travaux dans les années qui viennent sur chacune de ses 58 tranches. C'est l'objet du « Grand Carénage », programme prévu dans le projet du parc en exploitation, Génération 2020.

L'objectif du projet Génération 2020 est double : avant et après 2015.

D'ici à 2015, renforcer la fiabilité des matériels, des hommes et des organisations

Sur cette période, EDF vise à pérenniser son patrimoine technique et industriel, tant par des actions techniques qu'organisationnelles. Les programmes de rénovation ou de remplacement des gros composants des centrales comme les alternateurs, les transformateurs ou les générateurs de vapeur se poursuivront. À fin 2011 :

- le nettoyage chimique des générateurs de vapeur a été réalisé sur les 15 tranches concernées par le phénomène de colmatage ;
- les stators d'alternateurs ont été rénovés sur 27 tranches, pour un total de 48 tranches présentant des risques d'isolement ;
- le remplacement préventif des pôles « cuirassés » de transformateurs principaux se poursuit. À fin 2011, deux tranches ont été intégralement rénovées. Ce programme, qui sera industrialisé dès 2012 avec un remplacement des pôles sur 4 tranches par an en moyenne, permettra de solder la rénovation du palier N4 et de sécuriser les tranches du palier 1 300 MW dès fin 2012 ;
- entre 1990 et fin 2011, 21 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de générateur de vapeur.

Les troisièmes Visites Décennales (VD3) 900 MW sont ainsi l'occasion d'engager le renouvellement de gros composants, et les deux réacteurs de Fessenheim ont, à l'issue de leur VD3, connu le changement des générateurs de vapeur, des condenseurs, des alternateurs, pour environ 300 millions d'euros par réacteur.

Par ailleurs, l'ensemble du retour d'expérience de l'accident de Fukushima sera intégré afin d'améliorer encore le niveau de sûreté des installations, comme cela a toujours été fait après chaque événement majeur de l'histoire de l'industrie nucléaire.

Sur les aspects organisationnels de la maintenance courante, EDF a pour objectif de poursuivre le déploiement de la démarche AP 913 (voir glossaire) qui a fait ses preuves aux États-Unis et y donne de très bons résultats en matière de fiabilité des équipements. En effet, cette démarche de fiabilisation et d'élaboration de bilans de santé des matériels permet de réduire de façon significative le taux d'indisponibilité fortuite. Aux États-Unis, le taux d'indisponibilité fortuite a été sensiblement réduit : chez certains exploitants le taux d'indisponibilité moyen du parc a baissé de 1 % en moyenne sur les 5 années après le déploiement de la démarche. Sur le parc français et alors que la démarche n'en est qu'à ses débuts, on peut lui attribuer une part de l'amélioration du coefficient d'indisponibilité fortuite.

Le renforcement du pilotage opérationnel de la production et des arrêts de tranche, en systématisant le pilotage en continu et en déployant un nouveau système d'information (SDIN), sera également poursuivi. Ce renforcement de la maîtrise des arrêts de tranche passe par la mise en place pour chaque arrêt d'un centre opérationnel de pilotage en continu de l'arrêt de tranche (« COPAT ») dont l'objectif 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.

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

Au-delà de 2015 : Améliorer encore le niveau de sûreté et rénover les installations

Le projet Génération 2020 va se poursuivre au-delà de 2015 à l'occasion notamment des troisièmes Visites Décennales des tranches 1 300 MW et des quatrièmes Visites Décennales des tranches 900 MW. Ce projet sera l'occasion de mettre en œuvre les améliorations de sûreté et d'intégrer le retour d'expérience de l'accident de Fukushima ainsi que les modifications liées à l'objectif de prolongation du fonctionnement des installations jusqu'à 60 ans.

6.2.1.1.3.3 Environnement, sûreté, radioprotection

Le respect de l'environnement

EDF appuie sa démarche environnementale sur un système de management certifié ISO 14001 (voir section 6.4.3.1.2 « Le management du développement durable ») ci-dessous). Initiée en 2002 sur quelques sites, la certification ISO 14001 a été élargie à l'ensemble des unités de production nucléaire en 2004. Après les renouvellements de 2005 puis 2008, la certification ISO 14001 a été une nouvelle fois renouvelée en 2011 pour l'ensemble des unités de production nucléaire.

Dans ce cadre, EDF entreprend des efforts importants afin de réduire l'incidence 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 et ont aujourd'hui atteint un niveau très bas.

Sur le plan de la gestion des déchets, l'évacuation des déchets de très faible activité (« TFA ») s'effectue depuis 2004 vers le centre de stockage de Morvilliers. Pour les déchets d'exploitation de faible et moyenne activité (déchets FMA), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires. Cependant, l'indisponibilité de l'usine Centraco, dédiée à l'incinération, à la suite de l'accident du 12 septembre 2011 sur un four de l'installation, a conduit EDF à prendre des mesures palliatives. Les déchets de faible activité habituellement incinérés sont, en grande partie, évacués directement au centre de stockage de l'Aube, l'autre partie restant entreposée sur les sites des centrales et de Centraco.

Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ») et 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »).

Sous l'égide de l'ASN, un réseau national de mesures de la radioactivité de l'environnement a été mis en place avec pour objectifs de synthétiser les résultats de mesures de la radioactivité de l'environnement, et de garantir la qualité de ces mesures. Les mesures réglementaires de radioactivité dans l'environnement autour des centrales nucléaires sont accessibles au public depuis janvier 2010 sur le site www.mesure-radioactivite.fr.

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 ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques par le biais de la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit plus de 1 500 années-réacteurs, somme arithmétique des années d'exploitation des centrales REP d'EDF) ;
- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une 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'ASN.

À l'échelon national :

- des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (environ 450 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 et troisièmes Visites Décennales des centrales 900 MW, des deuxièmes Visites Décennales des centrales 1 300 MW et des premières Visites Décennales des centrales du palier N4. Les troisièmes Visites Décennales ont été réalisées sur 9 tranches du palier 900 MW à fin 2011 (deux visites en cours au 31 décembre 2011 – voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)). Et à fin 2011, les deuxièmes visites décennales ont été réalisées sur 16 tranches du palier 1 300 MW (sur un total de 20), et les premières Visites Décennales ont été réalisées sur 3 tranches du palier N4 (sur un total de 4). Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales (voir section 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

À l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde ont lieu régulièrement :
- les OSART *(Operational Safety Review Team)* de l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique) sont effectuées à la demande de l'État français et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ;
- les visites internationales « revues de pairs » menées par la WANO *(World Association of Nuclear Operators)* sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté 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. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, effectue des audits qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la Direction de l'entreprise des actions de progrès.

Les efforts déployés par EDF, notamment pour améliorer la performance humaine, ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur (« AAR[1] »). L'année 2011 marque une amélioration significative par rapport à 2010 (40 AAR) : 30 AAR sur l'année, soit la plus faible valeur de l'histoire du parc, et 38 tranches qui n'ont connu aucun 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.

À la suite de l'accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima, consécutif au tremblement de terre et au tsunami du 11 mars 2011 au Japon, le Gouvernement français a annoncé un contrôle de la sûreté nucléaire de chacune des centrales françaises existantes et en construction. Sous l'égide de l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »), EDF a donc réalisé des évaluations complémentaires de sûreté (« ECS »), évaluations qui prennent en compte des situations extrêmes qui dépasseraient celles retenues lors de la conception et des réexamens de sûreté successifs des installations, et a remis les 19 rapports correspondant aux réacteurs en exploitation et en construction le 15 septembre 2011. Après analyse de ces évaluations complémentaires de sûreté, l'ASN a rendu son avis le 3 janvier 2012. Elle y annonce qu'elle considère que les installations examinées, dont les 19 centrales nucléaires exploitées par EDF, présentent un niveau de sûreté suffisant (voir section 6.2.1.1.3.5. (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les conséquences sur l'environnement et les populations et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise 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 et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures. En 2011, 12 exercices d'ampleur nationale ont été organisés.

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation accidentelle par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la Force d'Action Rapide Nucléaire (« FARN »), est en cours d'élaboration avec pour objectif un début de mise en œuvre visé en 2012.

Les missions de la FARN sont les suivantes :
- intervenir dans un délai de 24 heures pour épauler, voire relever les équipes qui auront assumé les actions d'urgence du site concerné, dont les infrastructures d'accès pourront être partiellement détruites ;
- agir en autonomie pendant plusieurs jours (ce qui implique des capacités logistiques en support, dans le domaine de l'alimentation et du couchage notamment) sur un site partiellement détruit (bâtiments tertiaires non sismiques par exemple), dont l'ambiance pourrait être radioactive, voire touchée par des pollutions chimiques sur certains sites ;
- déployer des moyens lourds de protection ou d'intervention dans un délai de quelques jours ;
- assurer une liaison permanente avec la Direction Générale de l'entreprise, la Direction et les équipes du site ainsi que les pouvoirs publics locaux pour pouvoir gérer et coordonner les interventions ;
- préparer la durabilité de ses actions au-delà des premiers jours d'autonomie dans l'éventualité d'une crise de longue durée.

La FARN vient en appui de l'organisation de crise déjà prévue en cas de situation accidentelle.

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.

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

De 2002 à 2011, 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). Le 16 février 2011, un événement significatif dans le domaine de la sûreté a été déclaré en niveau 2. Il s'agissait d'une anomalie générique pour un défaut sur les coussinets de groupes électrogènes de secours, déclarée en niveau 1 (anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé pour cause de défaillance de matériel, d'erreur humaine ou d'insuffisances dans les procédures) pour les tranches 900 MW du Blayais, de Bugey, Chinon, Cruas, Dampierre, Gravelines et Saint-Laurent et en niveau 2 pour la centrale du Tricastin, le troisième groupe de secours qui viendrait si besoin en relais des deux groupes des tranches 3 et 4 de Tricastin devant lui-même faire l'objet d'un remplacement de coussinets. Chaque année, EDF traite en moyenne un événement de niveau 1 par réacteur. Le nombre moyen d'événements recensés de niveau 1 en 2011 est de 0,9 par réacteur (soit 52 événements), et le nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) est de 9,65 par réacteur (soit 560 événements). Les résultats de sûreté sur les cinq dernières années sont globalement stables, et l'on constate une amélioration sensible d'indicateurs clés pour la sûreté en exploitation.

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 2011, la dose collective moyenne est de 0,71 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 41,62 homme-sievert en 2011), niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par les exploitants de réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée. La dosimétrie est donc légèrement supérieure à celle de 2009 (0,69 homme-sievert) et de 2010 (0,62 homme-sievert) ; il faut néanmoins la mettre en regard du volume important de maintenance et des types de travaux de maintenance effectués en 2011. EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA *(As Low as Reasonably Achievable)* de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective du Grand Carénage et des volumes de travaux induits.

EDF souhaite résolument continuer à baisser les doses individuelles des expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire. Ainsi, en 2011, 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 pour le corps entier) a été au maximum de 2 personnes (10 en 2009, 3 en 2010) ; parmi ceux-ci, 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.

6.2.1.1.3.4 Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés

Le volume annuel moyen de référence de combustible nucléaire consommé par les réacteurs du parc EDF en France est d'environ 1 200 tonnes de combustibles (tonnes de métal lourd : uranium naturel, uranium de retraitement enrichi, plutonium), dont environ 1 050 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 50 tonnes de combustible URE (uranium de retraitement enrichi).

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

- l'amont du cycle : l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement ; le combustible séjourne 4 à 5 ans dans le réacteur ;
- l'aval du cycle ; pour le parc de réacteurs en France : l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage, tel que prévu dans la loi du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

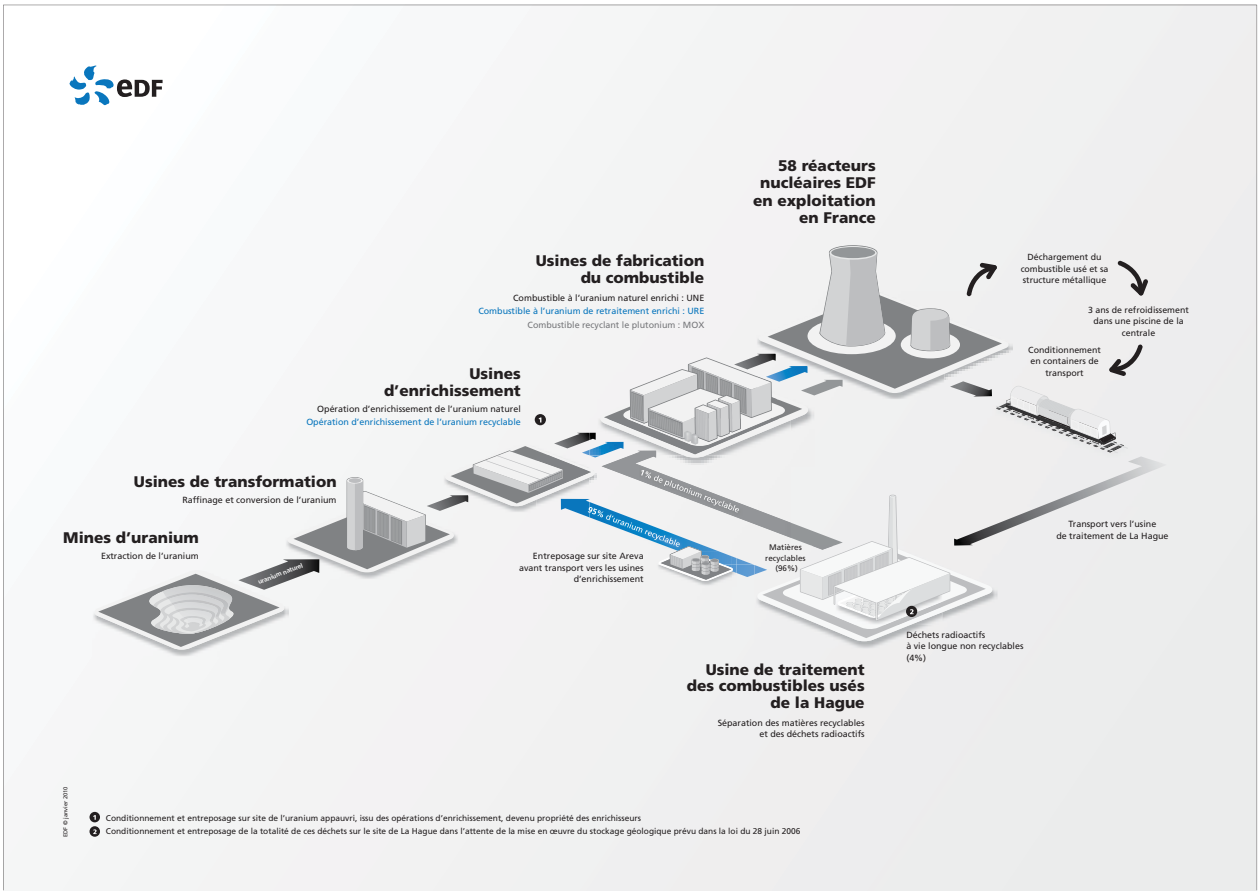
EDF organise la cohérence d'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF assure les opérations du cœur du cycle et acquiert l'essentiel des matières premières 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 dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières qu'il utilise durant toutes les étapes suivantes.

Le cycle du combustible nucléaire tel qu'il existe en France est décrit dans le rapport du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (« HCTISN ») du 12 juillet 2010. Y sont notamment indiqués les flux et stocks de matières nucléaires et de déchets radioactifs produits aux différentes étapes du cycle, ainsi que les conditions d'entreposage et de transport de l'uranium appauvri et de l'uranium issu du traitement des combustibles usés. Les enjeux liés à l'approvisionnement en uranium et la politique de la France pour sécuriser cet approvisionnement y sont également présentés.

L'amont

Dans le cadre de l'intégration du Groupe, les approvisionnements en uranium et en services associés (conversion, enrichissement) pour EDF et sa filiale EDF Energy sont mutualisés depuis le 31 mars 2010.

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes du cycle du combustible nucléaire en France :



Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, 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 qui peuvent connaître des variations significatives.

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.

Pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit depuis 2004 une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement. Cette politique permet de renforcer les approvisionnements en provenance des zones géographiques à fort potentiel, en particulier l'Australie, le Canada et le Kazakhstan. Le groupe AREVA reste un fournisseur important. S'inscrivant dans la continuité des décisions du Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011, EDF et AREVA se sont mis d'accord en février 2012 sur les principes d'un partenariat portant notamment sur la fourniture d'uranium contribuant à sécuriser sur le long terme les approvisionnements d'EDF (voir la section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture »)).

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, tels que 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 pour une dizaine d'années.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

Une part significative des services d'enrichissement achetés par EDF provenait jusqu'à fin 2010 de l'usine Georges-Besse I d'Eurodif (groupe AREVA) utilisant la technologie dite « de la diffusion gazeuse ». Le groupe AREVA a décidé de remplacer l'usine actuelle par une nouvelle installation (Georges-Besse II), inaugurée en décembre 2010, qui utilise la technologie de l'ultracentrifugation, peu consommatrice d'électricité. EDF assurera la fourniture d'électricité de l'usine Georges-Besse I pour les besoins de l'exploitation à son minimum technique jusqu'à fin octobre 2012.

EDF et AREVA 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 à compter de l'année 2013.

Parallèlement, pour améliorer au plus tôt la compétitivité de son approvisionnement par le recours à une part plus grande 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), Tenex (Russie) et USEC (États-Unis).

Ainsi, la couverture en services d'enrichissement des besoins du parc existant ou en cours de construction d'EDF en France comme au Royaume-Uni 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 dans les réacteurs l'uranium issu du traitement du combustible usé, qui constitue environ 95 % de la masse du combustible usé. Les recharges fournies par cette filière sont chargées sur les tranches de la centrale de Cruas.

L'uranium issu du retraitement, actuellement non utilisé, est stocké sous forme stable de façon à pouvoir être utilisé ultérieurement, selon l'évolution du marché de l'uranium naturel.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fabricants d'assemblages de combustible 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.

La gestion des combustibles en cœur

EDF a mis en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire sur ses différents paliers, qui a permis d'accroître le rendement énergétique du combustible et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales tout en assurant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande. EDF a ainsi retenu pour son parc des cycles de production de 12 à 18 mois (voir section 6.2.1.1.3.2. (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)).

L'aval du cycle en France

EDF est responsable du devenir et du 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. Depuis 2010, les capacités de recyclage conduisent à traiter près de 1 050 tonnes de combustibles usés par an.

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

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans 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 d'AREVA à 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 relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. La déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 de l'accord traitement-recyclage et du protocole de reprise et conditionnement des déchets et de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine de La Hague (protocole RCD-MAD/DEM[1]).

L'accord traitement-recyclage 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 ;
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium issu du traitement (voir « La filière uranium de retraitement enrichi (« URE ») » ci-avant).

Sur la période 2008-2012, cet 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 environ 1 050 tonnes et 120 tonnes entre 2010 et 2012.

(1) Reprise et conditionnement des déchets – mise à l'arrêt définitif / démantèlement.

Le protocole RCD-MAD/DEM définit la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixait le montant d'une soulte libératoire à verser par EDF à AREVA. Le dernier versement a eu lieu en 2011.

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 »)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL qui assure un conditionnement de très haute qualité, sous un volume réduit. Les déchets sont ensuite entreposés à La Hague dans des installations spécifiques. L'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales uranium naturel graphite gaz (« UNGG ») et à 40 années d'exploitation du parc REP actuel, représentera un volume d'environ 6 700 m³.

En s'appuyant sur les acquis des travaux et recherches menés dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991, la loi du 28 juin 2006 définit un programme de gestion à long terme pour les déchets de haute activité à vie longue, en retenant, dans son plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, le stockage géologique comme solution de référence : « […] *Après entreposage, les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur font l'objet d'un stockage en couche géologique profonde* ». La loi précise 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 6.5.4.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

Le projet de stockage géologique entre désormais dans sa phase industrielle et doit faire face à de nouveaux enjeux afin d'aboutir à un ouvrage industriellement et économiquement maîtrisé, conforme aux exigences de sûreté publiées par l'Autorité de sûreté nucléaire et mené de façon cohérente de sa conception à sa réalisation, dans un objectif permanent d'optimisation technico-économique. Il convient à cette fin de stabiliser les meilleures bases de conception pour la poursuite du projet et de déterminer la meilleure organisation sécurisant la réussite des phases de conception et de réalisation industrielles.

À la suite des discussions engagées en 2010, les exploitants nucléaires (CEA, AREVA et EDF) ont remis en novembre 2010 à l'ANDRA et aux pouvoirs publics un dossier de conception d'un stockage industriel. Une revue de projet organisée en avril 2011 par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (« DGEC ») a permis de comparer les différentes options de conception proposées dans les dossiers de l'ANDRA et des exploitants, puis d'émettre des recommandations en vue d'établir un cahier des charges pour les études d'esquisse qui seront réalisées en 2012. Une évaluation économique sera menée sur ces bases.

Par ailleurs, la DGEC a demandé l'établissement d'une convention de partenariat entre l'ANDRA et les exploitants pour faire bénéficier le projet de centre industriel de stockage géologique des compétences et de l'expérience apportées par les exploitants.

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

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL, de moindre activité que les déchets HAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Le volume total des déchets MAVL, 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 m³. Contrairement aux déchets HAVL, ils ne dégagent pas de chaleur, et se prêtent de ce fait à un stockage plus rapide que les déchets HAVL, puisqu'ils ne nécessitent pas 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 couche géologique profonde qui seront à prendre dans le cadre de la loi du 28 juin 2006.

Déchets de faible activité à vie longue (« FAVL »)

Les déchets de faible activité à vie longue (« FAVL ») appartenant à EDF proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)). Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants (voir ci-après), mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets M-HAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en subsurface. La recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'a pas abouti. Afin de donner du temps à la concertation, l'État a décidé en 2010 de lever les contraintes de calendrier sur le projet de stockage FAVL et a demandé à l'ANDRA de poursuivre les discussions avec les territoires où des communes avaient exprimé leur candidature en 2008.

En octobre 2011, le HCTISN a rendu public son rapport sur les causes de l'échec du processus de recherche d'un site. À ce jour, l'État français n'a néanmoins pas donné de visibilité sur la suite de ce processus.

Dans le cadre du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) 2010-2012, et en collaboration avec l'ANDRA, les exploitants nucléaires ont étudié des scénarios de gestion alternative intégrant des solutions d'entreposage et de traitement du graphite.

Déchets de faible et moyenne activité à vie courte et de très faible activité (« FMA » et « TFA »)

Les déchets FMA à vie courte (« FMA-VC ») 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.

Les déchets TFA sont des déchets dont la radioactivité est du même ordre de grandeur que 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, géré par l'ANDRA.

Dans un objectif de réduction des volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de SOCODEI, filiale d'EDF. C'est sur le site de cette usine qu'un accident industriel, survenu le 12 septembre 2011 dans un four de fusion de déchets métalliques, a entraîné le décès d'un salarié et en a blessé quatre autres. L'accident a été maîtrisé, sans aucun rejet chimique ou radioactif. L'ASN a classé cet accident au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES et a décidé de soumettre à autorisation préalable le redémarrage des fours de fusion et d'incinération qui avaient été arrêtés peu après l'accident. Les discussions de SOCODEI avec l'ASN se poursuivent mais ne permettent pas à ce jour d'estimer une date de redémarrage. L'indisponibilité des fours a conduit EDF à prendre des mesures palliatives (voir section 6.2.1.1.3.3. (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). Plusieurs enquêtes sont en cours à la suite de cet accident.

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 notes 30 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011), 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 (« MAVL-HAVL »), 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 UNGG 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 (« FMA » et « TFA ») est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants. 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 2011 sont établies conformément aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007. Une actualisation des coûts du stockage géologique devrait être réalisée à l'issue des études d'esquisse fin 2012.

6.2.1.1.3.5 Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

EDF estime que le nucléaire constitue à ce jour une réponse durable et économiquement efficace aux besoins énergétiques futurs, dans un contexte de lutte contre le changement climatique et d'épuisement des ressources pétrolières. Les réserves mondiales prouvées de pétrole sont estimées, sur la base de la consommation actuelle, à 48 ans ; les réserves d'uranium au niveau de consommation actuelle seraient suffisantes pour au moins un siècle (AIE, *World Energy Outlook* 2011.)

Le développement de réacteurs de nouvelle génération (dits de 4e génération, voir section 11.2.1 (« Consolider et développer un bouquet énergétique décarboné »)) 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, la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire présente l'avantage d'émettre très peu de gaz à effet de serre.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 dite loi « POPE » (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)) ainsi que les rapports sur la programmation pluriannuelle des investissements publiés depuis prévoient 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 cinq axes stratégiques :

- les orientations faisant suite aux évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») réalisées à la suite de l'accident de Fukushima ;
- l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans ;
- la construction d'une première tranche EPR à Flamanville ;
- l'augmentation de la capacité de production du parc existant, avec la mise à l'étude d'une augmentation de puissance de certaines tranches, en premier lieu par une augmentation de leur rendement ;
- l'optimisation de l'EPR capitalisant sur le retour d'expérience du Groupe et le développement d'un réacteur de 1 000 MW.

Évaluations complémentaires de sûreté (« ECS »)

Les évaluations complémentaires de la sûreté sur les centrales nucléaires françaises, appelées « tests de résistance » par le Conseil européen, font suite à l'accident de Fukushima au Japon et s'inscrivent dans un double cadre : la demande du Premier Ministre qui a saisi l'ASN pour mener à bien cette mission et celle du Conseil européen issue de sa réunion des 24 et 25 mars 2011.

La cohérence des deux démarches est assurée par la référence commune aux spécifications proposées par l'association des autorités de sûreté d'Europe de l'Ouest, WENRA *(Western European Nuclear Regulator Association),* et par l'organisation ultérieure de « revues de pairs » entre autorités de sûreté.

L'évaluation consiste à réévaluer les défenses des centrales existantes et en construction à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités.

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN ses 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté pour ses sites nucléaires en exploitation et en construction. Ce réexamen approfondi de la conception des centrales post-Fukushima a été réalisé à la demande du gouvernement français conformément au cahier des charges publié par l'ASN, le 5 mai 2011.

Ces rapports consistent à réévaluer les centrales existantes et en construction et de s'assurer ainsi des marges de sûreté des installations face aux risques de séisme et d'inondation, à la perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, aux conséquences en cas d'accidents graves et aux règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Effectuées pour l'ensemble d'un site, ces évaluations consistent à prendre en compte des situations extrêmes qui dépasseraient celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs.

Ces analyses témoignent en premier lieu d'un bon niveau de sûreté sur l'ensemble du parc nucléaire d'EDF. EDF a proposé des mesures complémentaires à l'ASN, poussant plus loin les hypothèses, et ce pour concourir à élever encore le niveau de sûreté des centrales. Le parc nucléaire d'EDF repose en effet sur les principes de l'amélioration continue. Les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient ainsi en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales, et tirent les enseignements des accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Les groupes permanents d'experts de l'ASN ont été saisis pour donner leur avis sur les rapports des exploitants qu'ils ont examinés les 8, 9 et 10 novembre 2011, en se basant sur l'analyse de l'IRSN. Ils ont souligné l'importance et la qualité de ces rapports qui répondent bien à l'esprit du cahier des charges demandé, permettent une analyse de la robustesse des installations et proposent des améliorations. L'ASN a par ailleurs souligné que les ECS ne montrent pas de lacunes significatives dans la définition du niveau des agressions externes considérées (séisme, inondation…).

Elle a également reconnu et approuvé la démarche proposée par EDF, tout particulièrement le concept de « noyau dur » et le dispositif de la FARN (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). Le « noyau dur » sera constitué d'un nombre limité de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des agressions allant au-delà du dimensionnement, et permettant de faire face aux situations étudiées dans le cadre des ECS (agressions au-delà des niveaux considérés dans les référentiels de sûreté, perte de fonctions de refroidissement ou de sources électriques de longue durée affectant plusieurs installations d'un même site). Les groupes permanents ont considéré que les exploitants devront désormais, en complément des démarches retenues jusqu'à présent, mettre en œuvre les dispositions matérielles et organisationnelles relatives à ce « noyau dur » dont la définition devra être précisée en 2012.

L'ASN a publié son avis sur les ECS le 3 janvier 2012, prenant appui sur les analyses de l'IRSN et des groupes permanents d'experts. Il y est précisé qu'*« à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande pas l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles »*. Dans le même temps, l'ASN considère que *« la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes »*.

À l'issue de la publication des prescriptions techniques de l'ASN, attendue au premier semestre 2012, EDF finalisera un plan d'action qui se déroulera vraisemblablement sur plusieurs années, et qui traitera des études complémentaires et des modifications décidées.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

La loi de transparence et sécurité nucléaire (ou loi « TSN ») de 2006 ne fixe pas de durée limite d'exploitation a priori, mais impose, tous les 10 ans, de réexaminer le niveau de sûreté des installations au regard des meilleures pratiques internationales (« référentiel de sûreté »).

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

Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN est complétée par une position réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième Visite Décennale. Ainsi, à l'issue de la Visite Décennale de chaque réacteur, l'ASN prononce une autorisation de redémarrage. Un an plus tard, conformément à la loi TSN et sur la base d'un rapport de conclusion de réexamen de sûreté transmis par l'exploitant, l'ASN adresse aux Ministres en charge de la sûreté nucléaire son avis sur la poursuite d'exploitation pour dix années supplémentaires du réacteur concerné. La tranche de Tricastin 1 est la première à avoir connu la fin de ce processus, qui s'est concrétisé par un avis positif rendu par l'ASN le 4 novembre 2010 sur l'aptitude de la tranche à être exploitée pour dix années supplémentaires après sa troisième Visite Décennale. Conformément aux prescriptions de l'ASN, EDF terminera d'ici à fin 2014 les travaux engagés afin d'assurer par un renforcement des digues une protection adaptée de la centrale nucléaire contre le risque d'inondation en cas de crue millénale majorée. La tranche de Fessenheim 1 est la seconde à avoir connu la fin de ce processus : elle a terminé sa troisième Visite Décennale en mars 2010, à l'issue de laquelle l'ASN a rendu un avis positif le 4 juillet 2011 sur l'aptitude de la tranche à être exploitée dix années supplémentaires ; cet avis a été rendu sous condition du renforcement du radier du réacteur avant mi-2013 et de l'installation de dispositions techniques de secours pour évacuer durablement la puissance résiduelle en cas de perte de la source froide. Par ailleurs, cette position de l'ASN est susceptible d'être complétée à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté (voir paragraphe « Évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») » ci-dessus). La tranche de Bugey 2 a également terminé sa troisième Visite Décennale en 2010, à l'issue de laquelle l'ASN a autorisé son redémarrage. Enfin les tranches de Bugey 4 et 5, Dampierre 1 et Tricastin 2 ont également passé leur troisième Visite Décennale en 2011.

Au-delà, EDF a pour objectif de porter à 60 ans au moins la durée de fonctionnement de son parc, en cohérence avec la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de Recherche & Développement. Des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité de certains composants (notamment la cuve du réacteur et les enceintes de confinement, considérées comme non remplaçables) à assurer leur fonction 60 ans et pour renouveler certains gros équipements (voir section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)).

Une première réunion avec l'ASN s'est déroulée en septembre 2010 pour présenter les améliorations de sûreté envisagées par EDF dans la perspective de cet allongement de la durée de fonctionnement à 60 ans. L'ASN a fait examiner ces améliorations les 18 et 19 janvier 2012 par le Groupe permanent d'experts, composé d'experts mandatés par elle. Ces propositions d'améliorations sont revues et évaluées, entre autres éléments, à l'aune de l'accident de Fukushima et des conclusions de la revue d'évaluation des marges de sûreté.

25 tranches nucléaires devraient avoir leur quatrième Visite Décennale entre 2019 et 2024. L'arrêt de ces tranches impliquerait dès maintenant des investissements majeurs dans de nouvelles tranches nucléaires.

Un allongement de la durée de fonctionnement du parc nucléaire actuel permettrait, dans le respect de la première priorité que constitue la sûreté :
- de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue ;
- de repousser les flux financiers associés aux décisions d'investissement dans des 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.

Dans le cadre du Comité stratégique de filière nucléaire réuni le 25 juillet 2011, EDF et AREVA ont signé un accord technique et commercial portant entre autres points sur l'amélioration de la maintenance et de l'exploitation du parc nucléaire existant, afin d'accroître la performance opérationnelle des réacteurs et de préparer l'allongement de leur durée d'exploitation au-delà de 40 ans.

Les décisions de lancer les travaux d'allongement de la durée de fonctionnement seront prises par le Groupe le moment venu en fonction d'éléments encore très incertains à ce jour (conditions économiques de valorisation, publication des prescriptions techniques de l'ASN intégrant notamment les enseignements de l'accident de Fukushima attendue au premier semestre 2012, et plus largement toute évolution du référentiel de sûreté). Compte tenu des investissements directement consécutifs à la mise en œuvre des recommandations de l'ASN présentées dans son avis sur les évaluations complémentaires de sûreté du 3 janvier 2012, le chiffrage des dépenses d'investissement dans les 15 ans à venir serait de l'ordre de 55 milliards d'euros (voir section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture »)). Ce chiffrage représente l'ensemble des investissements dans les 15 ans à venir sur le parc en fonctionnement qui concourent tous aux trois objectifs de sûreté, de performance et de prolongement de la durée de fonctionnement.

L'*European Pressurized water Reactor* (« EPR ») et les autres réacteurs

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'ASN ;
- en disposant d'une organisation industrielle opérationnelle, mise en œuvre lors de la construction du premier modèle ;
- en acquérant une expérience de construction suffisante d'une première tranche de technologie EPR, avant de mettre en chantier de nouvelles tranches (capitalisation du retour d'expérience).

Dans le cadre du Comité stratégique de filière nucléaire réuni le 25 juillet 2011, EDF et AREVA ont signé un accord technique et commercial portant entre autres points sur la poursuite de l'optimisation de l'EPR sur la base du retour d'expérience des chantiers en cours d'Olkiluoto, Flamanville et Taishan 1 et 2.

Autres réacteurs

Le programme EPR en cours de réalisation en France et en Chine et en projet au Royaume-Uni est aujourd'hui le programme de référence du Groupe.

En complément de l'optimisation de l'EPR, il apparaît essentiel de renforcer l'offre, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de politique nucléaire qui a été réuni par le Président de la République le 21 février 2011, et en intégrant le retour d'expérience de l'accident de Fukushima. Notamment, EDF et AREVA sont pleinement parties prenantes du partenariat France-Chine en négociation avec les autorités chinoises, sous la conduite de l'administrateur général du CEA, portant sur l'ensemble des activités nucléaires civiles, y compris la sûreté. Ces négociations pourraient permettre de prendre part au développement du marché chinois et donner lieu à un partenariat incluant, outre la fourniture de produits et services relatifs au parc nucléaire existant ou en projet et la construction de nouveaux réacteurs EPR, le développement en commun d'un réacteur de moyenne puissance (1 000 MW) appartenant à la troisième génération et reposant sur l'expérience réussie des industriels français et chinois de construction et d'exploitation de réacteurs de conception commune.

EDF poursuit ainsi l'objectif de faire évoluer sa gamme d'offres de réacteurs et de services à proposer sur les marchés internationaux.

Le projet industriel « EPR »

L'EPR est un réacteur d'environ 1 600 MW développé depuis le début des années 1990 par AREVA NP 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.

Le projet industriel EPR répond ainsi à des objectifs ambitieux en matière de sûreté, de protection de l'environnement, de performances techniques et économiques et d'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 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.

Les 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, de viser, au niveau de la radioprotection, une dose annuelle collective deux fois moins impor-

tante que le résultat moyen actuel des tranches en exploitation en France, d'atteindre une disponibilité de 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 de disposer dès la conception d'une durée de fonctionnement technique de 60 ans.

L'EPR devrait en outre permettre de réaliser des économies sur les dépenses d'exploitation par kilowatt et par kilowatt-heure, 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 la réalisation des tranches EPR en France, 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 et de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Cette maîtrise est indissociable du rôle d'architecte-ensemblier qui 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.

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 (« DAC ») de l'installation nucléaire Flamanville 3 a été délivré le 11 avril 2007 et publié le même jour au *Journal officiel*. Le permis de construire principal a été délivré le 24 avril 2007.

Plusieurs recours ont été exercés par des associations contre certaines autorisations administratives, dont un est en cours devant le tribunal administratif de Caen (voir section 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)).

Études. Les études de réalisation se poursuivent afin de produire les documents d'exécution et d'assurer le bon déroulement de la construction sur site.

Interfaces avec l'Autorité de sûreté nucléaire. EDF a remis en octobre 2010 à l'Autorité de sûreté nucléaire une première version de travail du dossier de mise en service de Flamanville 3 afin de permettre une instruction anticipée. La transmission de la version finale de ce document est requise un an avant le chargement en combustible du réacteur, soit en 2014.

Contrats de fourniture et de travaux. À fin 2011, EDF a attribué 188 contrats, représentant plus de 98 % du montant total. Les 6 contrats les plus importants (chaudière, génie civil, contrôle commande, tuyauterie, travaux en mer et galerie de rejets, alternateur - condenseur - poste d'eau) 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.

Fabrication des équipements. La fabrication des équipements requis pour la construction est maintenant très avancée. Les premiers gros composants ont été livrés sur site en 2010, les gros composants de la partie conventionnelle ont été livrés en 2011, et l'essentiel des équipements de la partie nucléaire sera disponible en 2012.

Travaux sur site. Après une phase de travaux préparatoires commencée à l'été 2006, la construction du réacteur Flamanville 3 de type EPR est engagée depuis le mois de décembre 2007 (date du premier béton). Au cours de l'année 2011, des étapes importantes de la construction ont été franchies :

- fin de la construction des structures de génie civil de plusieurs bâtiments (station de pompage, bâtiment diesels 1 et 2, bâtiment de traitement des effluents…) ;
- réception et installation des principaux matériels de la salle des machines ;
- montage électromécanique dans les locaux mis à disposition de l'îlot nucléaire ;
- réalisation des premiers essais de mise en service sur la partie conventionnelle.

L'avancement du génie civil à la fin de 2011 est de 88 % et celui des montages électromécaniques, de plus de 20 %.

Calendrier de mise en service et budget. En juillet 2011, EDF a communiqué de nouveaux objectifs en termes de calendrier et de budget prévisionnel du projet Flamanville 3 : l'objectif de première production commercialisable est fixé à 2016, avec des coûts de construction estimés de l'ordre de 6 milliards d'euros (2008). Flamanville 3 est la première centrale nucléaire construite en France depuis 15 ans. Sa durée de construction visée est de 100 mois.

Partenariat industriel conclu avec Enel. 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. En contrepartie, Enel reçoit 12,5 % de la production d'électricité de Flamanville 3 sur la durée de son exploitation, livrée en France sur le réseau de transport de RTE. EDF est l'exploitant nucléaire de Flamanville 3, assume en conséquence la responsabilité ultime nucléaire et prend, *in fine,* toutes les décisions. Enfin, 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 d'options pour investir dans les cinq tranches EPR suivantes éventuellement réalisées en France par EDF, dans les mêmes conditions que pour la centrale 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 Europe ou, à défaut, dans d'autres projets d'investissement de même nature.

Résultat de l'évaluation complémentaire de sûreté
L'exercice d'évaluation complémentaire de sûreté a également été mené pour l'EPR en construction à Flamanville et pour le projet d'EPR à Penly, sachant que ce réacteur tire sa robustesse de sa conception initiale. Les parades supplémentaires à mettre en œuvre sont compatibles avec le planning.

Sur l'EPR, l'analyse par les groupes permanents de l'ASN les 8, 9, et 10 novembre 2011 montre que la conception de la centrale actuellement en construction à Flamanville assure déjà une protection améliorée à l'égard des accidents graves du type de l'accident de Fukushima. Dans ce contexte, les groupes permanents estiment que EDF devra identifier, parmi les équipements prévus, ceux relevant du « noyau dur » relatif à la prévention et à la limitation des conséquences d'un accident grave. Cette analyse a été confirmée par le rapport de l'ASN sur les évaluations complémentaires de sûreté.

Penly 3
Le 30 janvier 2009, le Président de la République française a confirmé la construction sur le site de Penly, en Seine-Maritime, 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 de cette tranche nucléaire de type EPR.

EDF a saisi la Commission Nationale du Débat Public le 29 mai 2009, et la Commission Particulière en charge de ce débat a été constituée le 2 septembre de la même année. Le débat public s'est déroulé du 24 mars au 24 juillet 2010. La Commission Nationale du Débat Public a transmis son bilan et son compte-rendu le 24 septembre 2010. Ce compte-rendu indique que le débat s'est déroulé de manière satisfaisante.

Le Conseil d'administration d'EDF a décidé le 26 octobre 2010 la poursuite de la préparation du projet Penly 3 jusqu'à la décision finale d'investissement. EDF aura la responsabilité d'exploitant nucléaire et interviendra en tant qu'architecte-ensemblier.

La demande de décret d'autorisation de création de l'installation nucléaire de Penly 3 a été déposée le 2 décembre 2010 et, à la suite des demandes de compléments de la part de l'ASN, une mise à jour du rapport préliminaire de sûreté a été transmise le 15 juillet 2011. L'Autorité environnementale du Conseil général de l'environnement et du développement durable a rendu son avis sur le dossier de création de l'installation qui doit être soumis à enquête publique. En marge de la procédure, le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire a émis un avis relatif aux dossiers d'enquête publique concernant les installations nucléaires de base. Citant le projet Penly 3, le Haut comité estime essentiel que les conditions de temps, de moyens et de complétude de l'information disponible soient réunies pour permettre aux acteurs concernés par ces enquêtes publiques d'y participer pleinement. EDF transmettra les compléments attendus par l'ASN au rapport de sûreté avant que ne démarre l'enquête publique, qui a donc été reportée.

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 aux installations sous surveillance ;
- 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 général, 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 5 à 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 éventuelle, la durée des opérations conduisant au niveau 3 peut être évaluée à environ dix à quinze ans. Par ailleurs, des bâtiments conventionnels peuvent être conservés et utilisés pendant la déconstruction. Le scénario de référence choisi par EDF est une déconstruction sans période d'attente.

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

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 et des processus d'autorisation est défini depuis 2003. Il se caractérise, pour un site donné, par :
- un décret d'autorisation unique, après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, permettant la déconstruction totale ;
- des rendez-vous clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

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

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.

Concernant la centrale de Brennilis, EDF a déposé auprès de l'ASN un nouveau dossier de demande d'autorisation de déconstruction fin juillet 2008. 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, avant parution du décret, d'une étude d'impact des travaux de déconstruction de la centrale. À la suite de 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. L'enquête publique s'est déroulée du 27 octobre au 11 décembre 2009. La commission d'enquête a donné un avis défavorable au projet le 15 mars 2010. Cet avis était néanmoins assorti d'une recommandation de réalisation de certains travaux. En réponse à celle-ci, un décret paru au *Journal officiel* du 28 juillet 2011 permet de reprendre et finaliser les travaux de démantèlement partiel de la centrale. Les travaux définitifs de démantèlement complet seront couverts par un décret complémentaire de démantèlement complet dont EDF a déposé la demande le 29 décembre 2011.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires de première génération d'EDF à l'arrêt produira environ 1 000 000 tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets 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 FAVL.

Ces filières d'évacuation des déchets sont en cours de mise en œuvre pour compléter celles qui existent déjà (TFA et FMA) :

- le projet d'Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets activés (« ICEDA ») qui a été lancé sur le site de Bugey. L'enquête publique, réalisée en juin et juillet 2006, a conclu à un avis favorable, et un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer l'installation. En parallèle, des recours contre le décret et le permis de construire ont été déposés (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrage »)) ;
- 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. La recherche de sites engagée par l'ANDRA en 2008 n'a pas abouti et, afin de donner le temps nécessaire à la concertation, l'État a décidé en 2010 de lever les contraintes de calendrier sur le projet de stockage FAVL et a demandé à l'ANDRA de poursuivre les discussions avec les territoires où des communes avaient exprimé leur candidature en 2008. À ce jour, l'État français n'a pas donné de visibilité sur la recherche de site (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)).

Les coûts de déconstruction

Centrales nucléaires EDF

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations, la sécurité du site (voir note 30.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011). Les montants ainsi provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3. Depuis fin 2007, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application, la part correspondant à la gestion à long terme des déchets radioactifs issus de la déconstruction a été regroupée avec l'ensemble des provisions concernant les déchets d'origine nucléaire. Les montants provisionnés au titre de la déconstruction ne concernent donc plus que les opérations industrielles proprement dites.

Dans le cas des réacteurs de la filière REP, les provisions sont constituées pour l'ensemble des 58 tranches en exploitation sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 297 euros (2011) par kilowatt installé pour l'ensemble des opérations de déconstruction, hors gestion des déchets issus de la déconstruction.

L'estimation détaillée des coûts de déconstruction réalisée en 1999 sur l'exemple représentatif du site de Dampierre a été réactualisée par EDF en 2009, pour tenir compte du retour d'expérience des opérations de déconstruction effectuées par EDF sur ses centrales de première génération et des opérations de déconstruction de niveau 3 menées par d'autres opérateurs, essentiellement américains. À l'occasion de cette mise à jour, il a été vérifié par une approche analytique que le coût de déconstruction ramené au kilowatt installé pour les 4 tranches 900 MW du site de Dampierre était bien extrapolable à l'ensemble du parc REP, et que les provisions constituées pour la déconstruction des 58 tranches en fonctionnement n'avaient pas lieu d'être révisées à la hausse ou à la baisse.

Dans le cadre de l'actualisation en 2009 de cette étude « Dampierre », EDF a commandité une intercomparaison au cabinet La Guardia, basée notamment sur le réacteur Maine Yankee. Il en est ressorti, d'une part, que les estimations de La Guardia et d'EDF étaient très proches et, d'autre part, que tout exercice d'intercomparaison nécessite une vérification approfondie du périmètre et des hypothèses considérés. Il convient notamment de tenir compte des exigences spécifiques à chaque pays, du degré de standardisation et d'homogénéité du parc, de la filière, du nombre de tranches par site, de l'éventuelle réutilisation industrielle du site, etc. EDF, en tant qu'unique propriétaire, exploitant, architecte-ensemblier, bénéficie de la connaissance de ses centrales et de l'expertise d'une entité d'ingénierie spécialisée dans ce domaine.

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. Hormis quelques cas particuliers (Suède, Japon), les coûts avancés par chacun sont en effet assez homogènes, la France se situant 10 % à 15 % en dessous de la moyenne, ce qui s'explique notamment par l'effet de série que l'on peut raisonnablement attendre de la déconstruction du parc REP. Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont très différents les uns des autres et l'estimation des charges de déconstruction a été réalisée réacteur par réacteur.

Une convention a été conclue courant 2011 entre le CEA, EDF, AREVA et la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) à la suite de la demande de la DGEC que soient réalisés des audits sur les outils d'évaluation des obligations de fin de cycle concernant EDF, AREVA et le CEA. Les audits qui seront menés s'inscrivent dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et du décret du 23 février 2007 sur la sécurisation du financement des charges nucléaires.

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.

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

La déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 de l'accord traitement-recyclage et du protocole de reprise et conditionnement des déchets et de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine de La Hague (protocole RCD-MAD/DEM). Il 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 et pour laquelle le dernier paiement a eu lieu en 2011 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ») et note 49.2.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011).

De même, les accords conclus avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des deux parties. À la suite du versement d'une soulte en 2009, EDF est libéré de toute obligation au titre de la déconstruction de Phénix, aujourd'hui à l'arrêt.

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

Des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés.

Pour EDF, il s'agit des provisions relatives à :
- la déconstruction des centrales nucléaires (11,4 milliards d'euros au 31 décembre 2011, voir note 30.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011) ;
- la gestion à long terme des déchets radioactifs (6,7 milliards d'euros au 31 décembre 2011, voir note 30.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011) ;
- la part de la provision pour derniers cœurs des centrales relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs (0,4 milliard d'euros au 31 décembre 2011).

La provision pour gestion du combustible usé et la part de la provision pour derniers cœurs relative au coût du combustible non irradié relèvent du cycle d'exploitation et sont donc exclues de l'assiette des actifs de couverture à constituer.

La loi du 28 juin 2006 avait fixé un délai de 5 ans pour que la valeur du portefeuille des actifs dédiés soit au moins égale à la valeur des provisions, soit au plus tard en juin 2011. La loi NOME du 7 décembre 2010 a accordé aux exploitants un report dérogatoire de 5 ans pour la couverture complète du passif par les actifs, soit au plus tard en juin 2016, si l'exploitant remplit les conditions prévues par la loi, ce qui est le cas d'EDF. Le programme prévisionnel de dotations annuelles a été établi pour atteindre l'objectif fixé par la loi.

Pour l'exercice 2011, la dotation de trésorerie au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'est élevée à 0,3 milliard d'euros. Les actifs dédiés représentaient, au 31 décembre 2011, une valeur de réalisation de 15,7 milliards d'euros (dont 13,3 milliards d'euros pour le portefeuille financier actions, obligations, trésorerie, et 2,4 milliards d'euros pour les titres RTE affectés aux actifs dédiés), en regard de 18,5 milliards d'euros de provisions (voir note 48.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 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 2011, 5,8 % 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 435 centrales :
- environ 14 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent aux alentours de 60 % de la production totale ;
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent moins de 7 % de la production totale.

L'âge moyen du parc est de 68 ans.

Le tableau ci-dessous récapitule la puissance maximale des centrales hydrauliques, ainsi que leur production nette du pompage et leur consommation par pompage des trois dernières années, selon que leur capacité est inférieure ou supérieure à 12 MW.

	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011
Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW			
Puissance maximale (MW)	1 016,0	1 011,5	996,2
Production nette du pompage (TWh)	2,8	3,1	2,2
Consommation par pompage (GWh)	34,3	40,0	16,1
Production pompage compris (TWh)	2,8	3,1	2,2
Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW			
Puissance maximale (MW)	19 011,1	19 011,1	19 011,1
Production nette du pompage (TWh)	32,3	35,7	24,6
Consommation par pompage (TWh)	6,8	6,6	6,9
Production pompage compris (TWh)	39,1	42,3	31,5
PUISSANCE MAXIMALE TOTALE (GW)	**20,0**	**20,0**	**20,0**
PRODUCTION NETTE DU POMPAGE TOTALE (TWH)	**35,1**	**38,8**	**26,8**
PRODUCTION TOTALE POMPAGE COMPRIS (TWH)	**41,9**	**45,4**	**33,7**

Au périmètre France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors outre-mer et Corse), soit 20,5 % du parc d'EDF, pour une énergie productible (c'est-à-dire pour une hydraulicité moyenne, voir glossaire) annuelle d'environ 45 TWh, pompage compris, contribuant à placer la France au rang de second 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 en pointe, et qui offrent des leviers d'optimisation en raison de 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 d'environ 3,6 GW et un productible de 17,7 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 ce fait de l'électricité de manière très régulière. Cette usine représente une puissance totale de 240 MW et un productible de 0,5 TWh ;
- 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 3,1 GW environ et un productible de 9 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 prix faibles, de manière à constituer un stock, qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval). Elles représentent une puissance totale d'environ 4,3 GW qui a permis ces dernières années de turbiner environ 5 TWh à partir de l'eau stockée par pompage dans les bassins amont (pour un pompage d'environ 7 TWh). Les apports naturels d'eau dans les bassins amont de certaines STEP représentent également une production complémentaire de ces aménagements de 1,1 TWh en moyenne par an ;
- les aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif central et Pyrénées) représentent une puissance totale de 8,8 GW et un productible de 16,1 TWh. Ils sont utilisés pour leur grande capacité de stockage de saison à saison. Ils peuvent ainsi, en fonction de la demande, remplir leur réservoir sur certaines périodes et être disponibles en période de forte consommation ou pour garantir l'équilibre du système électrique.

6.2.1.1.4.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur (voir section 4.2.2.2 (« Gestion du risque de sûreté hydraulique »)). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (« DREAL »). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») mise en œuvre par le Préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur 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.

De plus, pour chacun des 150 grands barrages, une révision complète est réalisée tous les dix ans, assortie 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 (DREAL et STEEG – Service technique de l'énergie électrique et des grands barrages). En 2011, EDF a réalisé 22 examens techniques complets sur ces ouvrages.

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, directement rattaché au Président-Directeur Général d'EDF, établit chaque année un rapport destiné au Président d'EDF ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique. Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site internet du Groupe. 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 hydraulique

Un parc fortement automatisé

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance de ses centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, qui représentent environ 15 GW et environ 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 et conditions hydrauliques 2011

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. De ce point de vue, l'année 2011 a été une année atypique. En raison d'un fort déficit d'enneigement, notamment dans les Alpes du Nord et les Alpes suisses, et d'une très faible pluviométrie au printemps et à l'automne, et malgré l'amélioration relative de l'été, les conditions hydrologiques sont restées

fortement dégradées au global sur de nombreux bassins du Massif central (Dordogne, Vienne), des Alpes du Nord (Ain, Rhône, Isère) et du Nord-Est (Meuse).

L'hydraulicité globale et la production hydraulique ont été inférieures de 30 % à la normale et se sont inscrites au niveau des années 2005 et 1989, qui sont les deux années les plus sèches depuis le record de 1949. En conséquence, la production d'électricité d'origine hydraulique hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage a été en France continentale de 33,7 TWh, et de 26,8 TWh nette du pompage. Grâce à une gestion prudente des stocks d'eau, EDF a cependant pu respecter la plupart de ses engagements de cote et de soutien[1] vis-à-vis des autres parties prenantes.

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 2011 à 82,1 %, en baisse par rapport à 2010. Pour l'année 2011, en raison de l'avarie de quelques groupes, l'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF provient pour 14,6 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) et pour 3,3 % 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. Le budget total de mise à niveau du patrimoine a été réévalué pour tenir compte de l'ampleur des travaux et porté à 900 millions d'euros environ sur la période 2007-2015, dont 800 millions d'euros dédiés à la sûreté des installations. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique, intitulé « Sûreté et performance de l'hydraulique » (« SuPerHydro ») entraîne, transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités programmées plus conséquentes (engendrant une baisse de la disponibilité globale de l'ordre de quelques points) que celles enregistrées ces dernières années. En revanche, la réalisation du programme n'impacte pas l'indisponibilité fortuite des moyens de production du parc hydraulique, le taux d'indisponibilité sur avarie et le taux de réponse à la sollicitation restant à de bons niveaux.

En 2011, EDF a également engagé un autre projet ambitieux de modernisation de la performance industrielle de son parc hydraulique, pour un montant global de 840 millions d'euros sur la période 2009-2021, dont environ 10 % ont été dépensés en 2009 et 2010 pour le développement de pilotes. Ce projet, intitulé « RenouvEau », vise à moderniser la maintenance et l'exploitation du parc hydraulique, *via* notamment la rénovation des installations électriques, du contrôle-commande et des outils informatiques de gestion, de maintenance et d'exploitation. Il permettra, au travers des pratiques modernisées et standardisées de maintenance et d'exploitation (*e-exploitation, e-monitoring,* gestion de la maintenance assistée par ordinateur…), d'améliorer la performance opérationnelle du parc hydraulique, en particulier son productible, sa disponibilité et sa contribution aux services système.

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 : renouvellement des concessions, gestion de l'accès à l'eau, développement.

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par décret, pour les ouvrages de plus de 100 MW, ou par arrêté préfectoral, pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW, et 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 6.5.4.2.4 (« Réglementations applicables aux installations hydrauliques ») ci-dessous), EDF est désormais soumis à la concurrence en ce qui concerne le renouvellement de ses concessions hydrauliques.

L'État a annoncé le 22 avril 2010 le périmètre des concessions qui seront renouvelées par appel d'offres d'ici 2015 en métropole. Dix concessions de vallée d'une puissance cumulée de 5 300 MW, représentant environ 20 % de la puissance du parc hydroélectrique français, vont ainsi être renouvelées et mises en concurrence (dont 200 MW de suréquipements demandés). L'État a en effet décidé d'anticiper le terme de 13 concessions, dont 12 détenues par EDF, afin d'opérer des regroupements par vallée.

Au total, les concessions détenues par EDF et concernées par ces renouvellements représentent une puissance concédée d'environ 4 300 MW et une production moyenne de près de 7 TWh par an, soit 15 % de la production hydraulique d'EDF, dont environ la moitié avec une échéance anticipée (2 150 MW et 3,5 TWh environ).

Entre 2015 et 2025, près de 1 000 MW et 3 TWh supplémentaires arriveront, à leur tour, à échéance et seront mis en concurrence.

(1) Ces engagements sont principalement des engagements de maintien d'une cote minimale en période estivale pour permettre le tourisme sur la retenue concernée (navigation, baignade…) et de soutien des débits à l'aval afin de permettre un usage (prélèvement pour l'irrigation, pour l'alimentation en eau) ou afin de préserver le milieu aquatique (soutien d'étiage).

Le tableau ci-dessous présente le calendrier du renouvellement des concessions détenues par EDF publié par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat le 22 avril 2010[1] et actualisé, pour ce qui concerne les concessions du lac Mort et du Drac, avec le planning prévisionnel établi au 20 décembre 2011 et publié par la DREAL Rhône-Alpes.

Nouvelle concession	Ouvrages	Puissance maximale brute *(MW)*	Appel à candidatures*	Choix du candidat retenu*	Date d'attribution*
Lac Mort	Lac Mort	10	Mi-2012	Début 2014	Mi-2015
Drac	Sautet Cordéac Saint-Pierre-Cognet	218	Fin 2012	Début 2014	Mi-2015
Truyère	Brommat Sarrans Le Bousquet Couesque Montézic Lardit Cambeyrac Castelnau Golinhac	1 914	Mi-2011	Fin 2012	Mi-2014
Bissorte	Bissorte Super-Bissorte	882	Début 2012	Mi-2013	Fin 2014
Dordogne	Bort Rhue Auzerette L'Aigle Chastang Argentat Enchanet Saint-Geniez Hautefage	1 118	Mi-2012	Fin 2013	Fin 2015
Beaufortain	Girotte Belleville Hauteluce Beaufort Villard	128	Mi-2012	Début 2014	Fin 2015
Brillane-Largue	La Brillanne Le Largue	45	Mi 2012	Début 2014	Fin 2015

* *Les dates sont à considérer à 6 mois près. Les puissances n'intègrent pas les suréquipements retenus par la DGEC sur Bort et Brommat, pour un total de 200 MW.*

Compte tenu de la complexité de la procédure, l'État s'est entouré d'appuis dans les domaines technique, juridique, financier et d'ordonnancement pour l'accompagner et devrait mettre à jour au premier semestre 2012 le calendrier initial, publié le 22 avril 2010.

Dans l'hypothèse où une concession arrivée normalement à échéance 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 de marche et 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 ayant permis d'augmenter les capacités de production, à condition que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession.

Les concessions dont le terme est anticipé par l'État feront l'objet d'une indemnisation de la part de l'État, destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, qui résulte de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions.

Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, font l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée aux départements sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 a prévu que le taux de la redevance ne dépasse pas un plafond fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque mise en concurrence.

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 : (i) garantie de l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute ; (ii) respect d'une gestion équilibrée de la ressource en eau ; (iii) meilleures conditions économiques et financières pour le concédant. La nouvelle procédure de désignation d'un concessionnaire sera, en théorie, d'une durée de 5 ans désormais, contre 11 ans actuellement[2].

(1) Source : Direction Générale de l'Énergie et du Climat (2010).

(2) Ces durées couvrent le déroulement complet de la procédure de mise en concurrence et de désignation d'un concessionnaire, de l'appel à candidature à la désignation du candidat retenu.

EDF se prépare à présenter sa meilleure offre pour chaque concession mise en concurrence, alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation. EDF s'appuie pour cela sur tout son savoir-faire en termes d'exploitation et d'ingénierie, ainsi que sur ses compétences dans le domaine de la protection de l'environnement.

La gestion de l'accès à l'eau

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

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement, et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau. Des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques et industriels.

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 à essayer de diminuer ces effets lorsque cela est techniquement possible et économiquement raisonnable.

Ainsi, 700 millions de mètres cubes d'eau peuvent être lâchés chaque année depuis les barrages selon les besoins 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 »)).

D'une manière générale et depuis le démarrage des premières installations de production, EDF s'efforce de mieux connaître l'impact de ses activités de production sur l'environnement et notamment sur la biodiversité (voir section 6.4.3.2.3 (« Contribuer à la préservation de la biodiversité »)). En 2011, cette volonté s'est concrétisée par la signature d'un partenariat avec l'Onema (Office national de l'eau et des milieux aquatiques) pour la protection et la restauration des milieux aquatiques. Cet accord-cadre d'une durée de 4 ans couvre plusieurs problématiques liées à la gestion de la ressource en eau, à la gestion des espèces aquatiques, à la dynamique des rivières ainsi qu'aux aspects socio-économiques. Cet accord est complété d'un volet spécifique de recherche et développement relatif à la réponse des écosystèmes aquatiques à la présence et aux modes d'exploitation des ouvrages de production d'électricité.

Le projet de reconfiguration du barrage de Poutès sur l'Allier, approuvé par l'État le 6 octobre 2011, s'inscrit également dans cette orientation. Fruit de la concertation avec les élus et les associations, sous l'égide des pouvoirs publics, ce barrage au nouveau visage alliera performance environnementale et production d'électricité à partir d'énergie renouvelable. Le projet innovant conçu par le Centre d'ingénierie hydraulique (« CIH ») d'EDF fera passer le barrage de 17 à 4 mètres de hauteur, facilitant le franchissement des poissons migrateurs pour un impact limité à 10 % environ sur la puissance maximale et le productible du barrage.

Le développement

95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France. EDF n'en poursuit pas moins le développement de son activité hydraulique, par la réalisation et l'étude de nouveaux projets.

- En Alsace, EDF a annoncé en 2008 un plan de développement sur 5 ans de ses capacités de production hydraulique, pour une puissance de 130 MW au total et un montant de 225 millions d'euros :
  - EDF a mis en service en 2008 la microcentrale hydraulique de Brisach, d'une puissance de 2,7 MW ; c'est à l'occasion de l'inauguration de cette centrale qu'EDF a annoncé son plan de développement en Alsace ;
  - en 2009, EDF a participé à la mise en service de la microcentrale de Kehl, sur la rive allemande du Rhin, d'une puissance de 1,4 MW. Un projet similaire est à l'étude à proximité du barrage de Kembs, d'une puissance de 8 MW et 28 GWh de productible, avec une mise en service prévue en 2014 ;
  - il est prévu de renforcer la centrale hydroélectrique de Gambsheim par l'installation d'un groupe supplémentaire de 28 MW. Une opération similaire est en cours de réalisation sur le barrage d'Iffezheim avec l'installation d'un groupe supplémentaire d'une puissance de 38 MW, sur la rive allemande du Rhin, pour une mise en service prévue en 2012 ;
  - dans le massif des Vosges, l'ancienne station hydraulique de transfert d'énergie par pompage du lac Noir devrait être remplacée après 2016 par une centrale de conception moderne, d'une puissance de 55 MW, dans le cadre de la nouvelle concession obtenue le 20 avril 2009 ;
  - 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 devrait être mis en service en 2012. L'objectif de ce projet, d'une capacité de 2 MW, est de tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée (voir section 6.4.1.2.1 (« Présentation des énergies nouvelles »)). La première hydrolienne a été immergée au large de Paimpol-Bréhat le 22 octobre 2011. Son immersion à 35 mètres de profondeur permettra de valider les choix techniques, notamment les performances et conditions d'installation. Ce démonstrateur, premier du genre, comprendra à terme 4 hydroliennes.
- 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. En 2011, 2 projets ont été mis en service pour une puissance de 0,6 MW et un productible de 5 GWh. Des projets sont à l'étude ou en cours de réalisation pour une puissance totale d'environ 14 MW et un productible de l'ordre de 103 GWh, avec des mises en service attendues s'échelonnant de début 2012 à 2015.

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

Par ailleurs, EDF se donne pour objectif d'exploiter toutes les opportunités de développement qui peuvent lui être offertes, en particulier :

- développer la « petite hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW) : 3 projets de petits aménagements (Échirolles, Rabuons et Plan du Var 2) sont à l'étude, pour une puissance de 7 MW et un productible de 28 GWh. Les mises en service s'échelonneraient entre 2013 et 2017. SHEMA, filiale à 100 % du groupe EDF *via* EDEV, et ses filiales sont spécialisées en gestion et exploitation de petits aménagements hydroélectriques et disposent à ce titre d'un parc de 81 centrales. L'un de leurs objectifs est de développer la petite hydraulique par :
  - l'optimisation et l'augmentation de la production du parc existant (rénovation de 16 centrales dans la Mayenne, programme de rénovation des centrales du Var, du Lot et de la Dordogne),
  - l'acquisition de petits aménagements hydroélectriques en France (12 centrales achetées en 2011 pour 7 MW et 33 GWh),
  - la construction de petits aménagements hydroélectriques neufs (centrale de Palisse en construction dans le Cantal pour 2,6 MW et projets en cours d'étude),
  - la mise en place de partenariats pour le développement de projets ;
- optimiser le potentiel des stations de transferts d'énergie par pompage en France (« STEP »). Le décret du Premier Ministre du 28 septembre 2011 a approuvé un avenant au cahier des charges relatif à l'aménagement et l'exploitation de la chute de Grand'Maison, qui permet à EDF d'optimiser l'utilisation de la STEP en période estivale en triplant sur cette période sa capacité de pompage-turbinage ;
- étudier les possibilités de « suréquipement » (par exemple, augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants) offertes par ailleurs par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (loi « POPE » – voir section 6.5.2.2 (« Législation française : Code de l'énergie ») pour contribuer au développement de moyens de pointe. EDF a ainsi déposé en 2010 auprès de l'administration un projet d'augmentation de puissance de la centrale de La Bathie en Savoie, qui permettra, par modification des groupes existants, d'augmenter la puissance actuelle de 45 MW ; l'arrêté du Ministre en charge de l'énergie du 31 mai 2011 a accordé à EDF l'augmentation de puissance demandée. De même, l'arrêté du Ministre en date du 18 décembre 2011 a accordé à EDF l'augmentation de puissance demandée pour la concession de Serre-Ponçon, à savoir une augmentation d'environ 55 MW. D'autres projets permettant de bénéficier des dispositions de la loi POPE sont à l'étude, en particulier sur la STEP de La Coche ;
- mettre à profit les opérations de rénovation de ses installations pour développer leurs capacités. Ainsi, EDF a pris en 2010 la décision de profiter d'une opération de rénovation lourde de la STEP de Revin pour améliorer les performances de l'installation (augmentation de l'énergie produite d'environ 20 %) ;
- réaliser, dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.). Ainsi, dans le cadre du renouvellement de la concession de la Moyenne Romanche et des décrets publiés le 31 décembre 2010, EDF a engagé la réalisation d'un ouvrage neuf permettant de remplacer les 6 petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (centrale de Romanche-Gavet) d'une puissance de 93 MW et pour un productible de 560 GWh.

Ces projets de développement de l'hydraulique par le groupe EDF en France continentale 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 2011, environ 2,6 % 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 12 200 MW (pour une puissance installée totale de 14 275 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 (mis 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 répondent aux exigences environnementales des dernières directives en vigueur.

Les moyens de production THF constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production-consommation et 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 production d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients.

6.2.1.1.5.1 Le parc de production thermique à flamme d'EDF

Au 31 décembre 2011, 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[1] :

Combustible	Puissance unitaire (MW)	Nombre de tranches en exploitation	Capacité totale (MW)	Année de mise en service	Énergie produite les 3 dernières années (TWh)		
					Au 31/12/2009	Au 31/12/2010	Au 31/12/2011
Charbon	250	9	2 250	entre 1966 et 71	14	14,5	10,9
	585	1	585	1969			
	580	3	1 740	en 1983 et 84			
Fioul	250	1	250	en 1971	1,8	2,1	0,4
	585	4	2 340	entre 1968 et 75			
	685	4	2 740	en 1976 et 77			
Turbines à combustion fioul et bi-combustibles	85	4	340	en 1980 et 81	0,2	0,3	0,1
	203	1	203	en 1992			
	134	1	134	en 1996			
	128-129	2	257	en 1997 et 2007			
	187	2	374	en 2008			
	185-187	3	557	en 2009 et 2010			
Cycles combinés gaz	430	1	430	2011			0,4

La puissance installée du parc thermique en exploitation en France continentale s'établit à 12 200 MW, dont le cycle combiné au gaz de Blénod, mis en service le 13 octobre 2011. Ce premier cycle combiné d'EDF en France vient compléter les investissements dans les turbines à combustion (« TAC »), moyens d'extrême pointe très réactifs[2] qui ont été récemment mis en service à Vitry (Arrighi), à Vaires-sur-Marne et à Montereau. Par ailleurs, depuis 2011, les deux turbines à combustion de Montereau peuvent fonctionner au gaz naturel et au fioul domestique, améliorant encore leur flexibilité.

La puissance totale en réserve fin 2011 est de 2 075 MW à la suite de la remise en service de la turbine à combustion de Gennevilliers 1 (203 MW) le 1er juin 2011.

La puissance installée totale du parc en France continentale s'établit donc à 14 275 MW.

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.

En particulier, les plus récentes des tranches charbon 600 MW bénéficient des 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 de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxyde d'azote). Ces traitements permettent à ces tranches de se conformer aux contraintes environnementales applicables depuis 2008, ainsi que de répondre au durcissement de la réglementation au-delà de 2015. Un programme de rénovation de ces tranches charbon est actuellement lancé par EDF, avec pour objectifs l'amélioration de leur fiabilité et la prolongation de leur durée d'exploitation au-delà de 2025.

En revanche, en raison des contraintes réglementaires environnementales, EDF prévoit de fermer ses 9 tranches charbon 250 MW, ainsi que la tranche du Havre 2 d'ici au 31 décembre 2015. Pour ces tranches, les programmes de maintenance sont élaborés en tenant compte de leur fermeture prochaine.

Le renforcement du parc de turbines à combustion et la rénovation du parc fioul pour contribuer à répondre aux besoins de pointe

EDF a mis en service depuis 2007 1 060 MW de capacités d'extrême pointe au moyen de turbines à combustion sur les sites de Vitry-Arrighi, Vaires-sur-Marne et Montereau. Ces moyens très réactifs sont mobilisés lors des périodes de forte consommation d'électricité.

Par ailleurs, EDF a décidé d'équiper deux tranches fioul de brûleurs bas NO_x pour en permettre l'exploitation jusqu'en 2023, dans le respect de la réglementation environnementale applicable à partir de 2016.

La modernisation du parc de production thermique à flamme avec les cycles combinés

Outre la construction d'un cycle combiné au gaz de 430 MW mis en service à Blénod en 2011, EDF poursuit un projet de transformation *(repowering)* de trois tranches fioul du site de Martigues (3 × 250 MW) en deux cycles combinés au gaz de 465 MW chacun. À fin décembre 2011, deux des trois tranches fioul sont arrêtées. La mise en service industrielle du premier cycle combiné de Martigues est prévue au premier semestre 2012. Le second cycle combiné sera mis en service pendant l'hiver 2012-2013.

(1) Ce tableau tient compte de l'arrêt de deux des trois tranches fioul de Martigues en cours de transformation au 31 décembre 2011 (voir section 6.2.1.1.5.2 (« Les enjeux de la production THF »)).

(2) Les moyens d'extrême pointe désignent des moyens qui fonctionnent moins de 200 heures par an.

Ces projets de rénovation et de modernisation du parc thermique à flamme permettront à EDF de réduire les émissions atmosphériques de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre. 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).

Au-delà de ces projets, EDF a décidé en décembre 2011 d'engager, en partenariat avec General Electric, le développement d'un cycle combiné gaz de nouvelle génération, équipé de la technologie FlexEfficiency50. Ce codéveloppement fournira l'opportunité d'exploiter un cycle combiné aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (510 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (61 %, contre un rendement moyen pour un CCG standard de 57 à 58 %), tout en présentant de bonnes performances environnementales avec des émissions de CO_2 en moyenne inférieures de 10 % à celles d'un CCG classique. À ce stade du projet, la mise en service est prévue fin 2015.

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. Un démonstrateur de captage de CO_2 est ainsi en cours de construction sur le site du Havre. Ce projet, financé à hauteur de 25 % par les fonds démonstrateurs coordonnés par l'ADEME, est mené en collaboration avec Alstom et Veolia Environnement. Ce démonstrateur permettra de tester l'impact du captage en post-combustion aux amines (procédé chimique qui consiste à piéger le CO_2 à l'aide d'un composé de type ammoniacal) sur le CO_2 présent dans les fumées issues de la combustion du charbon, de vérifier l'impact de cette technologie en milieu industriel et d'analyser sa flexibilité en exploitation. Le projet a été engagé sur 2010-2013 avec un déroulement prévu en 3 étapes : étude, construction et exploitation. À fin 2011, l'essentiel des travaux de génie civil était achevé.

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 (« ICPE ») ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air (voir section 6.5.4.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

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 de CO_2. Sur la première période (2005-2007), ces quotas ont couvert les émissions effectives du parc THF. Conformément au plan national d'allocation de quotas de CO_2 pour la période 2008-2012, EDF a reçu pour ses centrales situées en France métropolitaine 14,4 millions de tonnes de quotas au titre de l'année 2011[(1)]. Dans le même temps, les émissions totales du parc EDF en France métropolitaine se sont élevées à 10,9 millions de tonnes[(2)]. Sur le périmètre France métropolitaine, EDF a donc eu un surplus d'environ 3,5 millions de tonnes en 2011.

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. Le durcissement de cette dernière réglementation pour 2015 constitue un enjeu important pour EDF, en particulier pour l'exploitation de ses tranches fioul au-delà de cette date.

Grâce à la mise à l'arrêt des centrales thermiques à flamme les plus anciennes, à la rénovation des centrales les plus récentes, à l'installation de procédés de dépollution et à l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite, EDF s'est fixé pour objectif de réduire de 30 % les émissions de CO_2 (mesurées en tonnes) entre 1990 et 2020 et de réduire de 65 % les émissions de SO_x, NO_x et de poussières entre 2005 et 2020 (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Production et performances techniques

La production thermique à flamme, qui a représenté 11,8 TWh en 2011, est en baisse d'environ 30 % par rapport à 2010. Elle correspond à 2,6 % de la production annuelle d'EDF en France continentale. La baisse de la production en 2011 s'explique notamment par les bonnes performances du parc nucléaire, la clémence des températures de l'année et le ralentissement de la consommation d'électricité du fait de la crise économique.

La fiabilité du parc thermique à flamme a été confirmée en 2011 et se situe au niveau des standards européens. Une amélioration sensible a été enregistrée dans la capacité des tranches fioul et des TAC à répondre aux appels de l'optimiseur. 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.

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 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011).

EDF a poursuivi en 2011 les travaux de déconstruction amorcés en 2006 sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation.

(1) L'allocation de quotas au titre de l'année 2011 est susceptible d'évoluer, notamment sur la part qui pourrait revenir aux nouvelles installations.

(2) Les émissions de CO_2 du parc EDF en France métropolitaine pour l'année 2011 sont susceptibles d'évoluer marginalement, en fonction des derniers décomptes.

6.2.1.2 Commercialisation

6.2.1.2.1 Présentation du marché en France

6.2.1.2.1.1 La demande

La consommation intérieure de la France (y compris la Corse) au titre de l'exercice 2011 s'est élevée à 478,2 TWh(1), en baisse de 6,8 % par rapport à l'exercice 2010. Cependant, corrigée de l'impact des aléas climatiques, elle est en hausse est de 0,8 %.

6.2.1.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité est totale. Chaque client n'ayant jamais quitté les tarifs réglementés de vente est libre d'exercer son éligibilité en optant à tout moment et sans préavis pour une offre à prix de marché d'EDF ou une offre d'un concurrent d'EDF.

Parmi les fournisseurs d'électricité sur le marché français, les principaux concurrents d'EDF sont GDF Suez, E.ON (SNET), Enel, Poweo et Direct Énergie. Le concurrent principal, GDF Suez, qui compte plus de 11 millions de clients gaz et électricité en France métropolitaine, est le premier fournisseur de gaz(2).

E.ON (SNET) et Enel ne sont pas présents sur le segment de marché des clients résidentiels.

Direct Énergie a construit un portefeuille de plus de 700 000 clients(3) depuis 2003 et a développé Neoen, une filiale dédiée aux énergies renouvelables éolienne et photovoltaïque.

Poweo, adossé au groupe Verbund (opérateur autrichien spécialiste dans l'hydroélectricité), produit de l'énergie et dispose d'un portefeuille de près de 385 000 sites clients(4). Poweo a annoncé en 2011 la cession de ses actifs de production à Verbund. Ce dernier a cédé aux actionnaires de Direct Énergie la majeure partie du capital de Poweo.

Pour approvisionner leurs clients, les commercialisateurs concurrents du groupe EDF ont accès :

- à leurs propres capacités de production ;
- à 30,8 TWh au 2e semestre 2011, liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH »), depuis le 1er juillet 2011 (voir section 6.2.1.3.6 (« ARENH ») ;
- à 40,3 TWh mis à disposition en 2011 par le groupe EDF par l'intermédiaire des « enchères de capacité » (« VPP ») décrites à la section 6.2.1.3.3 (« Les enchères de capacité ») ;
- à 10 TWh mis à disposition depuis 2008 par le groupe EDF par l'intermédiaire des « appels d'offres fournisseurs » (« AOF »), à la suite de la décision du 10 décembre 2007 de l'Autorité de la concurrence (voir section 6.2.1.3.4 (« Fourniture d'électricité à des fournisseurs alternatifs en France ») ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

Au 31 décembre 2011, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire en dehors des fournisseurs historiques que sont EDF et les Entreprises Locales de Distribution, disposaient d'une part de marché de 5 % des sites résidentiels et de 8 % des sites non résidentiels(5). Les principales dispositions de la loi NOME promulguée le 7 décembre 2010 en matière de concurrence sur la commercialisation d'électricité sont les suivantes :

- les tarifs réglementés de vente d'électricité bleus (puissance inférieure ou égale à 36 kVA), jaunes et verts sont maintenus dans les conditions décrites au paragraphe 6.2.1.2.1.3.1 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente ») ci-dessous ;
- le tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché (TaRTAM) a pris fin le 30 juin 2011, date de mise en place effective du dispositif ARENH ;
- depuis le 1er juillet 2011, l'ARENH est mis en place au bénéfice des fournisseurs concurrents d'EDF. Ce dispositif permet aux concurrents de s'approvisionner auprès d'EDF, après signature d'un accord-cadre, pour la fourniture de leurs clients finals situés en France métropolitaine. Le principe du mécanisme d'allocation de l'ARENH est le suivant :
  - à intervalles semestriels (« guichets »), les concurrents d'EDF adressent à la CRE une demande d'ARENH pour les 12 mois à venir, fondée sur leurs prévisions de volumes livrés,
  - la CRE détermine les droits à l'ARENH de chaque fournisseur à partir de sa prévision de consommation relative à son portefeuille de clients et selon des modalités d'allocation fixées par décret. Elle notifie à chaque fournisseur concerné le volume dont il bénéficie, et à EDF le volume agrégé. Au total, la somme des volumes livrés ne peut excéder 100 TWh pour des livraisons aux clients finals ; ce plafond sera augmenté progressivement à compter du 1er août 2013 pour tenir compte des droits ARENH dont pourront bénéficier les pertes des gestionnaires de réseaux,
  - les droits à l'ARENH dépendent de la part de production nucléaire historique dans la consommation finale en France, et ne couvrent donc pas la totalité de l'approvisionnement des consommateurs. Les modalités de calcul peuvent être révisées, notamment en cas de décision d'une autorité compétente ayant pour conséquence d'affecter la production annuelle des centrales du parc nucléaire historique,
  - à la fin de chaque année, la CRE régularise les droits à l'ARENH de chaque fournisseur à partir de la consommation constatée de ses clients,
  - afin de garantir l'effet utile du mécanisme sur le développement de la concurrence au bénéfice des clients finals, un complément de prix est alors facturé à chaque fournisseur dont les droits réels se révèlent inférieurs aux droits attribués sur la base de leur prévision ; ce complément de prix comporte un terme restitué à EDF reflétant les bénéfices obtenus de la revente des droits excédentaires sur le marché de gros, et un terme incitatif à une bonne prévision, applicable au-delà d'une certaine marge de tolérance,
  - le prix de l'ARENH est fixé par arrêté des Ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis motivé de la CRE pendant les trois premières années, puis sur proposition de la CRE à compter de fin 2013.

Le prix de l'ARENH a été fixé à 40 /MWh pour le second semestre 2011 et à 42 /MWh à compter du 1er janvier 2012.

(1) Source : Bilan électrique publié par RTE le 19 janvier 2012.
(2) Source : site internet gdfsuez.com, dossier de presse de présentation de la branche Énergie Europe, p. 14, 1er février 2012.
(3) Source : site internet direct-energie.com, page « Groupe – Activités – Fourniture ».
(4) Source : site internet poweo.fr, page « Groupe – Qui sommes-nous ? – Chiffres clés ».
(5) Source : Observatoire des marchés / CRE.

Une trentaine de fournisseurs a signé un accord-cadre avec EDF. Le premier guichet, correspondant aux livraisons à compter du 1er juillet 2011, a fait l'objet d'une cession annuelle de 61 TWh d'ARENH pour les fournisseurs concurrents d'EDF, c'est-à-dire jusqu'au 30 juin 2012. Cette cession annuelle a été réestimée par les fournisseurs à un volume quasi identique à compter du 1er janvier 2012.

6.2.1.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente, les contrats au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) et les contrats en offre de marché

Dans le contexte d'ouverture du marché de l'énergie, il convient de distinguer, pour la vente d'électricité en France :

- les contrats aux tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par les fournisseurs historiques (EDF et les distributeurs non nationalisés) ;
- les contrats au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), en vigueur jusqu'au 30 juin 2011. L'accès à ce type de contrat était ouvert aux clients ayant préalablement exercé leur éligibilité pour le ou les sites concernés par la demande ;
- les contrats en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.

6.2.1.2.1.3.1 Les contrats aux tarifs réglementés de vente

L'accès aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel

Les principes définissant le droit aux tarifs ont été successivement modifiés par la loi du 21 janvier 2008 relative aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel, la loi du 7 juin 2010 qui a étendu au gaz naturel le principe de réversibilité du tarif réglementé de vente aux clients finals domestiques et la loi NOME du 7 décembre 2010.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME, la situation, par type d'énergie et par catégorie de client, est désormais la suivante :

- Électricité :
  - consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente de l'électricité. Ils peuvent ainsi opérer des allers-retours entre les tarifs réglementés et le marché sans limite légale de durée ;
  - consommateurs finals non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : seuls les clients bénéficiant du tarif réglementé de vente à la date de promulgation de la loi NOME et les sites créés après cette date peuvent continuer à en bénéficier jusqu'au 31 décembre 2015. Ils peuvent effectuer des allers-retours entre offre de marché et tarif réglementé, à la condition de rester au minimum un an au marché et un an au tarif. À compter du 1er janvier 2016, ces mêmes clients ne bénéficieront plus du tarif réglementé de vente pour la consommation de ces sites.
- Gaz naturel :
  - consommateurs finals domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an de gaz naturel : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Ils peuvent ainsi opérer des allers-retours entre les tarifs réglementés et le marché sans limite de durée ;
  - consommateurs finals domestiques et non domestiques consommant plus de 30 000 kWh par an de gaz naturel : ces clients ne peuvent plus prétendre au bénéfice des tarifs réglementés dès lors qu'ils ont opté pour une offre de marché.

Le barème tarifaire et le principe du tarif intégré

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. L'évolution de ces tarifs est fixée par arrêté du Ministre chargé de l'économie et du Ministre chargé de l'énergie, après avis consultatif motivé 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 horo-saisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour tenir compte des variations de consommation des clients avec différentes options (heures pleines / heures creuses pour les clients particuliers par exemple).

Le tarif est dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :

- la part « fourniture » (environ 60 % du coût du tarif hors taxes dans le cas des clients résidentiels au tarif bleu), comprenant : (i) la part « énergie », fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts d'investissement dans les moyens de production (y compris les coûts à l'aval du cycle et les coûts de recherche et développement), et (ii) les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation ;
- la part « réseaux » (environ 40 % du coût du tarif hors taxes dans le cas des clients résidentiels au tarif bleu) comprenant les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport géré par RTE et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires de réseaux de distribution, dite aussi part « acheminement ».

Ainsi, le décret du 12 août 2009 dispose que la part fixe et la part proportionnelle de chaque option ou version tarifaire sont chacune l'addition d'une part correspondant à l'acheminement et d'une part correspondant à la fourniture et sont établies de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation, que supportent EDF et les entreprises locales de distribution (« ELD ») pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable.

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. Ce décret a été modifié par un décret du 6 mars 2011 en vue de permettre une attribution automatique du tarif à tous les clients remplissant les conditions pour en bénéficier.

Enfin, le décret n° 2008-778 du 13 août 2008, pris en application de l'article 7 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, aujourd'hui codifié à l'article L. 445-5 du Code de l'énergie, a mis en place 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.

Les clients bénéficiant des tarifs réglementés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture, l'acheminement et les taxes associées. Y 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 »)). La séparation des activités de production-commercialisation et de transport-distribution est ainsi mise en évidence. Les taxes et contributions suivantes figurent sur la facture d'électricité :

- la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ;

- la Contribution aux charges de Service Public d'Électricité ou CSPE (voir section 6.5.1.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)) a été fixée au 1er janvier 2011 à 7,50 /MWh et au 31 juillet 2011 à 9 /MWh. Une hausse de 1,50 /MWh de cette contribution est prévue au 1er juillet 2012. Depuis le 1er janvier 2011, la CSPE est plafonnée à 550 000 euros par site de consommation et par an, et le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est par ailleurs plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée ;
- les taxes locales municipales et départementales, collectées et reversées par EDF aux collectivités locales ; la loi NOME a transposé au 1er janvier 2011 la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, réformant ainsi les taxes locales françaises sur l'électricité pour les transformer en Taxe sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE) ;
- la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA), qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.6.1.1 (« Régime spécial de retraite »)).

Au 1er juillet 2011, la hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente a été de 1,7 % en moyenne pour les tarifs bleus et de 3,2 % en moyenne pour les tarifs jaunes et verts, conformément à l'arrêté du 28 juin 2011. Cette évolution a été identique au sein de chaque couleur tarifaire. Elle n'a pas été l'occasion d'une réforme en structure, contrairement aux années précédentes.

Un autre arrêté du 28 juillet 2011 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux Entreprises Locales de Distribution a instauré une hausse de ces tarifs de 1,3 % à compter du 1er août 2011.

6.2.1.2.1.3.2 Les contrats au TaRTAM

La loi nº 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie avait prévu la création d'un tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (« TaRTAM ») et son application pour une durée de deux ans pour tous les clients ayant exercé leur éligibilité qui en faisaient la demande.

Par la suite, le TaRTAM a été prolongé trois fois : jusqu'au 30 juin 2010, puis jusqu'au 31 décembre 2010, dans la perspective d'une entrée en vigueur de la loi NOME au 1er janvier 2011, et enfin, par la loi NOME du 7 décembre 2010, jusqu'à la date de mise en place effective de l'ARENH, soit le 1er juillet 2011.

Seuls les clients qui bénéficiaient du TaRTAM au 31 décembre 2010 ont continué à en bénéficier de plein droit pour l'alimentation de leurs sites jusqu'au 30 juin 2011, sans avoir pu modifier les paramètres tarifaires de leurs contrats sauf en cas d'évolution durable de l'activité de leur(s) site(s) se traduisant par une modification de leurs besoins. Enfin, tout client ayant renoncé au TaRTAM au 31 décembre 2010 n'a pu y prétendre à nouveau par la suite.

Les évolutions de prix du TaRTAM ont été décorrélées de celles du tarif réglementé de vente par l'arrêté du 12 août 2009 fixant le niveau du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. L'arrêté du 31 août 2010 fixant le niveau du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché, publié au *Journal officiel* le 16 septembre 2010, a augmenté le barème du TaRTAM de 0,6 % de façon homothétique pour intégrer la hausse du TURPE intervenue au 1er août précédent. Le barème du TaRTAM n'a pas été modifié pour 2011.

Au premier semestre 2011, les sites au TaRTAM ont représenté une consommation de 35 TWh, dont 15,3 TWh ont été livrés par EDF. Au 1er juillet 2011, tous les clients anciennement au TaRTAM ont souscrit une offre de marché, auprès d'EDF ou d'un de ses concurrents.

6.2.1.2.1.3.3 Les contrats en offre de marché

En France, depuis le 1er juillet 2007, tous les clients n'ayant jamais exercé leur éligibilité sont libres de quitter à tout moment et sans préavis les tarifs réglementés de vente pour une offre d'EDF ou d'un autre fournisseur (les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, ayant exercé leur éligibilité après le 7 décembre 2010 et ayant choisi de revenir aux tarifs réglementés doivent cependant y rester au minimum 1 an (voir section 6.2.1.2.1.3.1 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente »)). À l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité. Leur facture d'électricité comprend, comme pour les tarifs réglementés de vente, le prix de la fourniture d'énergie électrique, le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (« TURPE »), les prélèvements publics (CSPE, CTA, taxes locales ou TCFE à partir de l'entrée en vigueur de la loi NOME, et TVA) mentionnés à la section 6.2.1.2.1.3.1 ci-dessus.

6.2.1.2.2 La Direction Commerce

EDF regroupe ses activités de commercialisation en France au sein de la Direction Commerce.

6.2.1.2.2.1 Présentation et stratégie commerciale

EDF commercialise de l'énergie et des services à plus de 26 millions de clients (hors outre-mer et Corse), soit plus de 32 millions de sites.

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2011 à 370,2 TWh(1), ce qui représente une part de marché de 80,2 %. En 2010, les ventes étaient de 410,9 TWh et la part de marché de 83,4 %.

EDF propose des offres de fourniture de gaz à tous ses clients. En 2011, EDF a commercialisé 18 TWh, ce qui représente une part de marché de 3,62 % auprès de plus de 720 000 sites. À la fin de l'année 2011, EDF fournissait du gaz à environ 713 000 clients, dont 619 000 particuliers (contre plus de 572 000 clients, dont environ 480 000 particuliers, à fin 2010).

EDF ambitionne de conforter la valeur de son portefeuille en fidélisant ses clients par l'excellence de la relation client et par la proposition d'offres adaptées aux nouveaux enjeux environnementaux et concurrentiels. Dans ce but, EDF met en œuvre une stratégie de contacts et de commercialisation via plusieurs canaux, tout en renforçant sa performance opérationnelle.

EDF intègre l'efficacité énergétique dans la fourniture de l'électricité grâce à des offres (au tarif ou à prix libres) incitant à la maîtrise de la demande d'énergie et au lissage des pointes de consommation. Cette gamme d'offres sera progressivement étendue en fonction du déploiement des compteurs communicants (voir section 6.2.2.2.3 (« Marché de l'électricité »)).

Au-delà des offres de fourniture d'électricité et des offres de gaz qui les complètent, le Groupe accompagne ses clients, sur tous les segments de

(1) Données hors ventes internes, ventes aux opérateurs étrangers, et notifications d'échange de blocs ; y compris façonnage Eurodif corrigé des cut-off.

marché, dans leurs actions et leurs investissements d'efficacité énergétique et de production décentralisée, en les aidant à faire les choix les plus adaptés à leur situation pour mieux maîtriser leurs dépenses d'énergie.

Cette démarche répond aux objectifs de la loi de programmation et d'orientation de la politique énergétique du 13 juillet 2005 et à la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 (voir section 6.5.4.1 (« Réglementation générale en matière d'environnement, de santé, d'hygiène, et de sécurité »)), et permet ainsi à EDF d'obtenir des Certificats d'économies d'énergie (« CEE ») en contrepartie des actions réalisées auprès de l'ensemble de ses clients. Dans ce cadre, EDF développe des solutions électriques performantes (pompe à chaleur dans les bâtiments bien isolés, véhicules électriques, etc.). Par ailleurs, EDF s'engage dans la promotion des futurs systèmes électriques intelligents. Ainsi, le Groupe prépare et expérimente des tarifs et les offres de services en participant à la conception et à l'exploitation de projets comme le démonstrateur Smart Lyon, qui consiste à tester des solutions électriques innovantes auprès d'une dizaine de milliers de clients résidentiels et tertiaires.

EDF se positionne ainsi comme un acteur majeur de la transition vers une société bas carbone par son action territoriale visible et durable. Présent sur l'ensemble du territoire, il entretient un lien fort avec la population française et le tissu industriel ainsi qu'avec l'ensemble des collectivités territoriales et autorités concédantes. Cette présence permet également de concrétiser les valeurs du service public : proximité avec le client, continuité de service, professionnalisme et solidarité.

À cet égard, le Groupe agit pour que l'électricité ne devienne pas un facteur aggravant de précarité. Son approche, centrée sur la préservation de l'accès à l'énergie, intègre la promotion et la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie, l'accompagnement des clients en difficulté ainsi que les contributions au Fonds de solidarité pour le logement et au programme « Habiter mieux ». Il complète sa démarche aux travers de partenariats ciblés avec les pouvoirs publics et les acteurs du monde associatif dans la lutte contre la précarité énergétique.

6.2.1.2.2.2 L'activité par catégories de clients

A. Les clients particuliers et professionnels

EDF compte 25,9 millions de clients particuliers et professionnels. Pour l'exercice 2011, le volume de ses ventes s'élève à 152,2 TWh d'électricité et 7,7 TWh de gaz naturel. À fin décembre 2011, le nombre de clients en gaz sur le marché des clients particuliers s'élève à près de 619 000, et à près de 84 000 sur le marché des clients professionnels.

Pour les clients particuliers, la politique commerciale d'EDF est axée sur la maîtrise de l'énergie et le confort dans l'habitat. Pour les clients professionnels, EDF propose une gamme d'offres combinant fourniture et services et proposant des solutions énergétiques économiques et faiblement émettrices de CO_2. La palette de services et de diagnostics proposés permet aux clients professionnels de se concentrer sur leur activité et d'accroître leur performance.

La fourniture d'énergies

Depuis 2005, EDF propose à ses clients professionnels une offre de gaz naturel et depuis le 1er juillet 2007, pour ses clients particuliers, une offre de gaz naturel et une offre électricité à prix de marché : « Mon contrat gaz naturel » et « Mon contrat électricité ».

Pour la commercialisation de ses services sur le marché de masse (plus de 30 millions d'appels entrants, 109 millions de factures clients par an), EDF a développé plusieurs canaux de contact et de commercialisation : plus de 110 boutiques réparties sur tout le territoire, 49 centres de relation clients (CRC) fournissant un service de 8 heures à 21 heures, 6 jours sur 7, plusieurs centaines de vendeurs de terrain, un portail vocal automatisé, un site internet et un réseau d'environ 5 500 partenaires-installateurs qualifiés de Bleu Ciel® EDF dans le domaine de la rénovation thermique performante.

Les offres « Bleu Ciel® » d'EDF pour les clients particuliers

EDF porte l'ensemble des offres et services destinés aux clients particuliers : (i) les services « autour de la fourniture » : sécurité des installations intérieures (diagnostic sécurité électrique), assurance (Assurance facture énergie – « AFE »), maîtrise des consommations (« Suivi Conso »), assistance au dépannage électrique et plomberie (« ADEP »), solutions de financement (« Prêt Habitat Neuf », « Prêt Rénovation Bleu Ciel® d'EDF »), modalités de paiement (facture électronique, service « Relevé confiance », agence en ligne…) ; et (ii) les services « autour des moments clés » : emménagement, projets de construction ou d'amélioration du confort thermique. La gamme d'offres déployée comprend notamment des conseils, des diagnostics, un accompagnement personnalisé (offres « Objectif travaux » et « Estimation travaux ») et des offres de financement pour tout projet de confort thermique dans l'habitat, y compris l'entretien et la maintenance des installations assurés par des Partenaires « Bleu Ciel® » d'EDF.

EDF a conclu plusieurs partenariats commerciaux pour soutenir ces offres, et notamment avec :

- Cardif pour la mise en place d'une convention d'assurance collective qui couvre le règlement des factures d'électricité et de gaz en cas de décès ou d'incapacité d'un client d'EDF (« AFE ») ;
- le Crédit Foncier pour proposer un « Prêt habitat neuf » pour tout client particulier ayant un projet de construction conforme aux prescriptions techniques « Bleu Ciel® d'EDF » ;
- Texeurop pour la réalisation du service « Estimation travaux ».

Par ailleurs, une coopération a été mise en œuvre avec Axa Assistance et Europe Assistance autour du service « Assistance-dépannage » pour les clients résidentiels comme pour les clients professionnels.

Les offres « EDF Pro » pour les clients professionnels

Avec ses offres aux clients professionnels, l'objectif d'EDF Pro est de simplifier la vie de ses clients en leur apportant des conseils et des solutions pour mieux maîtriser leur consommation énergétique, optimiser leur facture, bénéficier d'assistance dépannage ou encore respecter l'environnement tout en conciliant performance et continuité de l'activité.

Si tous les clients professionnels partagent des préoccupations communes (recherche de performance énergétique, expertise, fiabilité de leur approvisionnement), chaque secteur d'activité et chaque métier associé ont des besoins spécifiques. Face à cette diversité, EDF Pro présente un ensemble de services et d'options qui s'adaptent au mieux aux attentes de tous les clients professionnels en matière d'éclairage, de chauffage ou de climatisation. EDF aide également les clients professionnels qui souhaitent déménager ou entreprendre des travaux de rénovation de leur local commercial.

La production de certificats d'économies d'énergie

Concernant les particuliers et les professionnels, la production de certificats d'économies d'énergie est issue :

- des offres de solutions de rénovation thermique de l'habitat pour des matériels performants (isolation, chauffage, eau chaude sanitaire, ventilation). Les conseils et diagnostics proposés sont complétés par une mise en relation avec les partenaires Bleu Ciel® d'EDF qui assurent la réalisation générale du chantier et sa coordination. EDF a ainsi accompagné près de 1 400 000 rénovations, depuis mi-2006 ;
- de la politique partenariale d'EDF qui permet aux professionnels de la construction et de la rénovation de bénéficier de l'appellation « partenaire Bleu Ciel® d'EDF » sous certaines conditions. L'usage de cette appellation est encadré par une licence de marque qui en définit précisément les conditions et fixe le montant de la redevance versée par le partenaire à EDF. Ce réseau de partenaires permet aux clients désireux de rénover ou de construire leur logement d'avoir accès à environ 5 500 professionnels dans tous les corps de métiers, engagés aux côtés d'EDF dans l'efficacité énergétique.

EDF contribue aussi à des actions de formation et de promotion des économies d'énergie comme :

- la Formation aux économies d'énergie des salariés et artisans des entreprises du bâtiment (« FEEBAT ») : ce dispositif a été conçu avec les organisations professionnelles du bâtiment et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (« ADEME ») pour développer la capacité des entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique. Il a permis depuis 2008 la formation de près de 40 000 professionnels, grâce au financement d'EDF dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie. Le dispositif a été ouvert aux distributeurs de matériels et aux maîtres d'œuvre ;
- la refonte des règles de l'art « Grenelle Environnement » : ce programme, lancé à l'initiative du Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer en novembre 2007, avec les organisations professionnelles du bâtiment, est destiné à accompagner techniquement les entreprises dans la prise en compte des enjeux du Grenelle de l'environnement. Réactualisées et intégrées dans les référentiels de formation, ces nouvelles règles permettront d'améliorer la qualité de mise en œuvre des rénovations.

La politique de solidarité

EDF participe au dispositif financé par la CSPE institué en faveur des personnes en difficulté et en situation de précarité. Les clients disposant de faibles ressources peuvent accéder aux tarifs sociaux de l'électricité et de gaz naturel ainsi qu'à la gratuité de la mise en service. Fin 2011, 625 000 foyers (métropole, Corse et outre-mer) bénéficient du tarif de première nécessité (« TPN »), et 14 600 bénéficient du tarif spécial de solidarité gaz.

En 2011, EDF a contribué à hauteur de 22,6 millions d'euros au Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »), qui participe à l'apurement des factures impayées de clients rencontrant des difficultés. En 2011, il a permis d'aider près de 210 000 ménages.

Au-delà de ses obligations légales, EDF promeut son offre « accompagnement énergie » regroupant des services et des conseils sur les tarifs, les usages, la maîtrise de l'énergie ainsi que sur les facilités de paiement. En 2011, plus de 220 000 personnes en ont bénéficié.

Pour être au plus près des populations fragiles, EDF s'appuie sur 200 points d'accueil de proximité, en complément de son réseau de boutiques. Les nombreux partenariats développés par EDF avec des associations spécialisées dans la médiation sociale, comme les PIMMS (Point d'information médiation multiservice), comme l'ANIL (Agence nationale d'information sur le logement), partenaire depuis octobre 2011, font de ces structures des relais d'information et de médiation reconnus, facilitant l'utilisation des services publics. À ce titre, l'Association française de la relation clients a décerné la palme de l'innovation sociale en 2011 à l'Union nationale des PIMMS.

EDF soutient aussi financièrement et techniquement des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie et à la rénovation de l'habitat au travers de nombreux partenariats (acteurs associatifs, bailleurs sociaux, etc.) auprès de familles en situation de précarité énergétique, en association avec la Fondation Abbé-Pierre, dans le cadre du programme « 2 000 toits pour 2 000 familles » (2 025 familles ont bénéficié du programme en 2011) ; SOS Familles / Emmaüs France, le Secours catholique et le Secours populaire ; l'association Unis-cités, dans le cadre du programme « Mediaterres » ; et depuis juin 2011, avec l'Union nationale des centres communaux et intercommunaux d'action sociale (UNCCAS).

EDF a aussi renforcé ses engagements auprès de l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat (Anah), dans le cadre du programme « Habiter mieux ». La convention signée en septembre 2011, sous l'égide du Gouvernement et en réponse à la loi Grenelle II, vise la rénovation thermique de 100 000 logements de propriétaires occupants aux revenus modestes, sur la période 2011-2013. EDF contribue à hauteur d'un montant plafonné de 49 millions d'euros sur la durée de la convention, ce qui correspond à la rénovation de 58 000 logements. EDF contribue au repérage des ménages ciblés et apporte son expertise dans les actions de maîtrise de l'énergie (sensibilisation/formation).

Enfin, EDF a confirmé son engagement dans l'innovation en signant un partenariat avec la Fondation de France en août 2011. L'objectif est d'accompagner 16 projets innovants aux plans techniques, sociologiques ou économiques, en matière de lutte contre la précarité énergétique.

En contrepartie de ces engagements, EDF se voit délivrer des certificats d'économies d'énergie.

B. Les clients entreprises

EDF compte près de 215 000 clients entreprises pour des ventes d'électricité s'élevant à 174,3 TWh pour l'exercice 2011 et à 9 TWh pour le gaz naturel. En 2010, l'entreprise comptait 218 000 clients pour des ventes d'électricité de 198,3 TWh et de 11,9 TWh pour le gaz naturel, à périmètre équivalent.

EDF accompagne ses clients entreprises dans la gestion de leurs énergies quel que soit leur secteur d'activité, leur taille ou leur organisation. Elle vise à mettre la performance énergétique au service de la performance globale des entreprises, tant économique qu'environnementale. Dans la continuité de 2010 et au regard du nouveau contexte inédit induit par la mise en œuvre de l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique) au 1er juillet 2011, EDF a ajusté sa gamme d'offres dédiées aux entreprises ainsi que son dispositif relationnel.

Dans le cadre du contrat long terme d'une durée de 24 ans signé le 31 juillet 2008, EDF et le consortium fondé par sept grands groupes industriels (Exeltium), ont signé le 25 mars 2010 deux avenants. Ces accords portent ainsi sur une fourniture totale de 311 TWh dont la livraison est prévue en deux tranches. La première tranche concerne 143 TWh et a débuté au premier semestre 2010. Les livraisons correspondant à la

deuxième tranche du contrat, soit 168 TWh, n'ont pas démarré au 1er février 2011 comme prévu. Les discussions sont encore en cours avec une perspective de démarrage dans les mois à venir. Le partenariat a pour objectif de sécuriser une partie de l'approvisionnement en électricité de sites industriels électro-intensifs, actionnaires d'Exeltium, sous le contrôle de la Commission européenne.

Les offres

La gamme d'offres d'EDF est adaptée aux attentes des clients et à leur profil respectif, avec notamment des offres de fourniture d'électricité présentant des solutions compétitives et en adéquation avec les nouvelles règles de marché définies par la loi NOME.

EDF a également enrichi sa gamme de services à destination de tous ses clients, grandes ou petites entreprises. Ces services ont pour objectif de :

- simplifier la gestion des contrats et d'optimiser les dépenses d'énergie : grâce à la facture multisite, à la facture dématérialisée, au suivi des consommations, aux alertes personnalisées… ;
- optimiser les projets d'efficacité énergétique. EDF accompagne les entreprises de toute taille dans leurs projets et leur mise en œuvre dans trois domaines : l'isolation des bâtiments, l'installation d'équipements énergétiques efficaces ou recourant aux énergies renouvelables et l'amélioration des procédés industriels, en relation avec ses filiales de services d'efficacité. Cette démarche permet à EDF d'obtenir des certificats d'économies d'énergie (« CEE ») et de répondre ainsi à ses obligations.
  Les prestations proposées répondent aux attentes des clients : audits, ingénierie et études détaillées, matériels livrés et installés, services d'exploitation et de maintenance des nouveaux équipements mis en place, options de financement, options de télésuivi des performances énergétiques, etc.
  Pour renforcer son expertise et répondre au mieux aux projets d'investissement de ses clients, EDF s'est entourée de partenaires, plus de 600 entreprises engagées dans l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO_2 ;
- accompagner les clients dans la stratégie « bas carbone » : valorisation des engagements en faveur des énergies renouvelables, diagnostics, réduction et compensation carbone, suivi et valorisation des économies réalisées.

Pour être toujours au plus près des différentes attentes de ses clients, EDF a mis en place, dès 2010, des services différenciés, dédiés aux grands clients avec notamment :

- des offres de fourniture d'électricité et de gaz sur mesure ;
- des offres valorisant les capacités d'effacement de ses clients ;
- un accompagnement à l'échelle européenne à travers les entités du groupe EDF. EDF dispose d'un réseau commercial « Grandes Entreprises et Grands Comptes » dédié à la gestion des grandes entreprises opérant à l'échelle européenne et dotées d'une structure d'achat centralisée. Ce réseau coordonné entre 7 pays européens (Belgique, Italie, Royaume-Uni, Autriche, Hongrie, Slovaquie et Pologne) propose ainsi des solutions énergétiques multipays ;
- un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et leurs émissions de CO_2 à travers la mise en œuvre de Plans de progrès énergétiques. Ces contrats s'appuient sur l'expertise d'EDF Entreprises en termes de solutions éco-efficaces sur les processus et les utilités ; ils proposent des actions à mettre en œuvre et garantissent les économies associées. Ces actions conduisent à des investissements d'économies d'énergie qui bénéficient du dispositif CEE ;
- le *trading* de CO_2 pour les entreprises soumises au Plan national d'allocation des quotas (« PNAQ »).

Au-delà de la fourniture d'électricité et des services, EDF commercialise une gamme d'offres complète de fourniture de gaz naturel à destination de ses clients. Elle leur propose un interlocuteur unique et une gestion simplifiée des contrats d'électricité et de gaz. L'offre de gaz naturel est également enrichie de services de gestion et de services de conseil (suivi internet, bilan annuel de consommations, diagnostic économies d'énergies, etc.).

Dispositif relationnel

EDF s'appuie sur un dispositif relationnel complet au plus proche des clients, de leurs problématiques et de leurs attentes. Ce sont en effet près de 2 300 collaborateurs, répartis dans huit Directions Commerciales Régionales et une Direction Nationale Grands Comptes, qui mettent au quotidien l'expertise d'EDF au service de l'accompagnement et du traitement des besoins clients.

L'efficacité et la proximité étant au cœur de la relation client, les collaborateurs d'EDF s'appuient sur des solutions adaptées aux clients, selon leurs profils et habitudes de consommations, et dont l'ambition est de favoriser les échanges, faciliter l'accès à l'information. Ainsi, en complément des canaux classiques de communication, EDF a notamment développé :

- un site internet spécifiquement dédié aux entreprises. Elles peuvent y réaliser des opérations courantes, retrouver une présentation simplifiée des offres, accéder au magazine de l'énergie ou encore accéder à une foire aux questions classées par thèmes ;
- l'Observatoire de l'énergie, mis en place en 2009, dont l'ambition est d'offrir aux clients un lieu d'échange sur les comportements des entreprises dans un contexte énergétique en évolution, et de proposer des pistes de réflexions sur les adaptations nécessaires face aux nouveaux défis de l'énergie.

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

La loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement donne un rôle nouveau et majeur aux collectivités territoriales en matière de politiques énergétiques locales. Dans ce contexte, EDF a renforcé son ancrage territorial en proposant à chaque collectivité, quelle que soit sa taille, un interlocuteur identifié de proximité. Ce dispositif de relation personnalisée, qui compte aujourd'hui environ 500 interlocuteurs EDF, a été élargi aux établissements publics à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS, ports et aéroports) depuis le 1er juillet 2011.

EDF agit dans cinq domaines pour ces clients : fourniture d'électricité et de gaz, réponse aux problématiques énergétiques des clients (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins énergétiques), accompagnement dans leurs différents projets (plans Climat territorial, éco-quartiers, villes durables…), signature des contrats de concession pour la partie « fourniture » en relation avec ERDF (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)) et développement d'offres de mobilité durable auprès des collectivités territoriales.

EDF gère ainsi plus de 55 000 clients sur ce marché : des collectivités locales (communes, établissements publics de coopération intercommunale (communautés urbaines, communautés d'agglomération et de

communes, syndicats intercommunaux)), conseils régionaux et généraux, établissements associés aux collectivités (lycées et collèges, maisons de retraite publiques, etc.), 3 278 établissements publics territoriaux, 996 organismes publics et privés de gestion de l'habitat social (bailleurs sociaux) et 159 ELD (137 électriques, 19 mixtes gaz et électricité, 3 gazières).

L'ensemble de ces clients représentent environ 1,2 million de sites d'électricité, dont plus de 256 000 pour les bailleurs sociaux, pour une consommation annuelle de 27,7 TWh et 4 330 sites de gaz naturel pour une consommation annuelle de 1,3 TWh. À cela s'ajoutent les 17,1 TWh/an d'électricité vendus aux ELD en 2011.

Les offres et solutions aux clients

En 2011, dans le cadre de la fourniture d'électricité et de gaz naturel, EDF a enrichi sa gamme d'offres d'électricité avec des offres plus ciblées en fonction du secteur d'activités (offre « Sport d'hiver », « Lycées-collèges », et « Éclairage public »). Elle est venue compléter l'offre électricité « Équilibre », produite à partir de sources d'énergies renouvelables.

EDF propose également :

- des services de gestion adaptés aux clients collectivités et bailleurs sociaux, notamment le suivi des dépenses et des consommations sur Internet, Dialège, la facture électronique ou l'envoi de données de facturation en format électronique ;
- une offre « Montant de charges » (« OMC ») destinée aux bailleurs sociaux. Elle vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des certificats d'économies d'énergie. En 2011, près de 128 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement par cette offre ;
- la signature de conventions avec les collectivités territoriales portant sur la maîtrise de leurs consommations énergétiques. Certaines collectivités se sont en effet dotées de compétences dans le domaine de l'énergie et organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE ») et d'énergies renouvelables ;
- des offres d'efficacité énergétique performantes afin de répondre aux exigences du Grenelle de l'environnement telles que l'offre « Analyse énergétique patrimoine », qui permet aux collectivités et aux bailleurs sociaux de classer puis hiérarchiser les actions d'économies d'énergie et de réduction de CO_2 à mener sur leur patrimoine grâce à une approche multicritère éprouvée (critères énergétiques et environnementaux, opportunités techniques…) ; une gamme de conseils MDE et ENR qui permet, grâce à des diagnostics énergétiques approfondis des bâtiments sélectionnés, de bâtir un programme de travaux optimal ; et l'offre « Analyse énergétique territoriale » qui permet, en amont d'un projet d'aménagement du territoire, d'évaluer les solutions énergétiques locales les mieux adaptées selon des critères sociétaux, économiques et environnementaux ;
- des solutions bas carbone visant à évaluer, réduire puis compenser les émissions de carbone liées aux consommations énergétiques d'un bâtiment ou à l'organisation d'un événement ;
- un accompagnement en matière de sensibilisation via des outils de communication et d'animations innovants : formations, kit éco-geste…

6.2.1.2.2.3 La promotion des véhicules électriques

Le groupe EDF est engagé dans la promotion du véhicule électrique pour accompagner ses clients vers des modes durables de mobilité participant aux objectifs de réduction de CO_2.

Il met en œuvre une politique de partenariats active et ouverte sur les différentes solutions technologiques développées par les constructeurs de véhicules électriques (« VE ») autant que de véhicules hybrides rechargeables (« VHR ») aux côtés d'acteurs européens tels que Renault, PSA, BMW, Daimler, et de précurseurs tels que Toyota, leader dans le domaine des VHR.

Ces partenariats se concrétisent par un ambitieux programme d'expérimentations qui a démarré en 2010 avec Toyota à Strasbourg, BMW à Paris et Daimler en Grande-Bretagne et s'est poursuivi en 2011 avec le lancement en avril d'une expérimentation avec Renault mettant en œuvre 100 véhicules électriques dans le Val de Seine.

L'expertise du groupe EDF sur les infrastructures de charges a permis à sa filiale SODETREL de remporter aux côtés de Veolia Environnement l'appel d'offres lancé par la communauté urbaine de Nice - Côte d'Azur pour la délégation de service public portant sur un service d'auto-partage de véhicules électriques. Autobleue a été inaugurée le 9 avril et comprendra à terme 210 véhicules électriques et 70 stations de charge.

Parallèlement à ces projets, l'offre commerciale du Groupe s'est structurée en 2011. Ainsi les clients particuliers peuvent-ils désormais appeler le 39 29 pour être accompagnés dans leur équipement en point de charge, tandis que les collectivités et les entreprises trouvent auprès de SODETREL une solution complète clé en main.

6.2.1.2.2.4 Le Pôle Gaz

Les activités d'optimisation du portefeuille gaz sont portées depuis le 1er octobre 2010 par le Pôle Optimisation Amont/Aval Gaz (Pôle Gaz) créé au sein de la Direction Commerce d'EDF.

Le Pôle Gaz a pour vocation principale de gérer l'équilibre entre les actifs amont (contrats d'approvisionnements long terme, capacités de stockages, capacités de transport) et les prévisions de ventes, dans le respect du mandat de risque donné par la tête de Groupe.

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 sur les actifs amont, de consommation ou de marché, et leurs conséquences financières.

Pour les transactions sur les marchés de gros, le Pôle Gaz s'appuie exclusivement sur EDF Trading (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Trading »)), filiale à 100 % d'EDF.

Il gère aussi la relation contractuelle et les facturations aux contreparties externes (y compris EDF Trading) pour les contrats d'approvisionnement et d'accès aux infrastructures gazières.

Le Pôle Gaz gère environ 32,6 TWh de contrats d'approvisionnement.

6.2.1.2.2.5 Les filiales de services en appui du développement de l'efficacité énergétique

Accompagner les clients dans leurs actions et investissements d'efficacité énergétique et de production décentralisée est une des orientations majeures de la stratégie commerciale du Groupe. Des filiales de services portent cette ambition auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales) et couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Le portefeuille de filiales de services résulte de prises de participations successives dans des entreprises existantes, mais également de la filialisation d'activités développées initialement par EDF. Ces filiales sont portées par EDEV (voir section 6.4.1.6 (« Autres participations ») et chapitre 7 (« Organigramme »)).

Intégration de services d'efficacité énergétique

EDF Optimal Solutions (EOS)

EDF Optimal Solutions porte l'activité de services d'efficacité énergétique d'EDF auprès des entreprises et collectivités territoriales. Elle assure la mise en œuvre de solutions globales de réduction des dépenses énergétiques et des émissions de CO_2 comme l'amélioration des processus industriels, la conception-réalisation de centrales d'énergies et de la production de fluides et l'amélioration de l'efficacité énergétique de bâtiments tertiaires et industriels.

Les solutions techniques proposées relèvent notamment du génie climatique, du génie électrique, des énergies renouvelables, de l'isolation, des systèmes de chauffage, de refroidissement et d'éclairage, de la communication à destination des utilisateurs, du pilotage et du contrôle des performances.

Les principaux concurrents d'EOS sont des acteurs verticalement intégrés comme le groupe GDF Suez ou les grandes entreprises du BTP, ainsi que des groupements associant des majors spécialisés dans le BTP et les services énergétiques comme Eiffage, Vinci ou Schneider.

Everbat

Société détenue à hauteur de 100 % par EDF, Everbat 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.

Chauffagiste

Fahrenheit

Société détenue à 100 % par EDF, Fahrenheit exerce son activité de maintenance des systèmes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire auprès des particuliers, offices et sociétés de gestion HLM et syndics de copropriété. Sa principale marque commerciale est « Chaleur Maintenance » (« CHAM »).

Fahrenheit se développe dans le domaine de l'entretien et la maintenance des pompes à chaleur (« PAC »).

Bureaux d'études

Bastide-Bondoux, ETC et ICR-LBE

Ces bureaux d'études, détenus à 100 % par EDF (86 % pour ICR-LBE), réalisent des études thermiques et des prestations de conseil et d'optimisation pour tout bâtiment neuf ou existant, résidentiel, tertiaire ou industriel.

Services financiers

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, les 55 % restant étant détenus par BNP Paribas Personal Finance (filiale du 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 et le financement du « Prêt Rénovation Bleu Ciel® d'EDF ».

Domofinance a commercialisé plus de 50 700 prêts en 2011.

Traitement des déchets

Voir la section 6.4.1.5 (« Tiru »).

Intégration des systèmes électriques intelligents à l'aval

Installer, grâce aux opportunités des systèmes électriques intelligents, le rôle de l'électricité, « énergie intelligente », comme vecteur de transition vers une société bas carbone construite notamment autour de villes durables est une autre orientation majeure autour de laquelle s'articule la stratégie commerciale du Groupe.

Autour de cet axe stratégique s'inscrivent des filiales créées récemment.

Netseenergy

Société détenue à 100 % par EDF, Netseenergy développe et produit historiquement la gamme de services « Télésuivi courbe de charge » (ex-« Adviso ») qui permet aux clients de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité sur Internet. Depuis 2010, la société commercialise une nouvelle gamme de téléservices d'efficacité énergétique sur le marché d'affaires. Elle oriente également une part croissante de ses activités de recherche sur le domaine actuellement très dynamique et porteur des *smart grids*, et plus particulièrement de l'effacement à distance d'usages électriques pour lisser les pointes de consommation électrique.

EDEV Téléservices (Edelia)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia assure le déploiement et l'exploitation de démonstrateurs dans le cadre des systèmes électriques intelligents (notamment l'expérimentation « OpCo » en Bretagne d'effacement diffus des clients résidentiels). Edelia conçoit et développe une solution complète industrielle pouvant aller jusqu'à 100 000 clients (affichage,

pilotage des équipements de la maison, gestion des offres tarifaires expérimentales, etc.). Dans le cadre de ses projets expérimentaux, Edelia développe une solution interconnectée avec les solutions Linky et compatible avec l'ensemble des systèmes d'économie d'énergie installés par les clients.

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, 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, 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, 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 électricité de l'ensemble « production-commercialisation » en exploitant au mieux les flexibilités des actifs amont ou aval 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 – gaz, 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 en France.

Pour les transactions sur les marchés de gros, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF (voir la section 6.4.1.1 (« Optimisation Trading Groupe »)).

La DOAAT représentait 453 salariés en France à fin décembre 2011.

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 d'EDF et leurs conséquences financières.

Elle optimise la marge brute électricité de l'ensemble Commercialisation et Production (« 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.

À moyen-long terme, le rôle de la DOAAT est de construire une vision optimisée et équilibrée du portefeuille C+P d'EDF, en déterminant les trajectoires financières et le paysage des risques physiques et financiers acceptables. Les leviers principaux du portefeuille sont : (i) la recherche de nouvelles modalités de maintenance ou d'exploitation visant à améliorer la disponibilité ou la flexibilité des moyens de production et l'adaptation de la composition du parc (la DOAAT intervient à ce titre en support à la DPI) ; (ii) les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales (la DOAAT intervient à ce titre en support à la DCO) ; (iii) l'adaptation de contrats long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés ; (iv) la participation à l'élaboration du programme d'investissement de production en France, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution prévisible des débouchés aval à long terme.

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 Contrôle des Risques Groupe et validées par le Comité exécutif de la Société. 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 2 300 MW[(1)] et, entre deux 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 à 1 % pour EDF de ne pouvoir faire face à ses engagements sans activer des leviers exceptionnels 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, EDF Trading étant en charge de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT de façon exclusive. La DOAAT n'est pas habilitée à effectuer des arbitrages économiques sur les marchés de gros.

À court terme, de l'horizon hebdomadaire à l'infrajournalier, la DOAAT porte, vis-à-vis de RTE, la charge de « responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, et EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à communiquer la veille à RTE 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 au moyen d'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

(1) Source : RTE.

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 également des arbitrages en cours de journée.

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.

Sous l'égide de l'Union française de l'électricité (« UFE »), et à l'instar d'autres producteurs français, la DOAAT contribue à améliorer la transparence du marché de l'électricité français en publiant la disponibilité prévisionnelle des moyens de production ainsi que la liste des arrêts fortuits des unités de production de puissance nominale supérieure à 100 MW sous 30 minutes.

6.2.1.3.3 Les enchères de capacité

La DOAAT d'EDF gère le mécanisme des enchères de capacités (*Virtual Power Plants* ou « VPP »). Les enchères de capacité résultent d'un engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne lors 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 dans un contexte de marché de gros encore inexistant. Ainsi, en 2011, près de 40 TWh ont été mis à disposition du marché.

En 2010, le Land de Bade-Wurtemberg a fait une offre pour racheter la participation détenue par EDF International dans EnBW. Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 6 décembre 2010, a approuvé cette offre. La finalisation de l'opération le 17 février 2011 fait disparaître les circonstances de fait et de droit à l'origine de la décision initiale, privant les engagements VPP de fondement.

EDF, qui n'avait pas formulé de demande de suspension en 2006, à l'échéance de l'engagement initial, a fait une demande formelle de sortie de ses engagements auprès de la Commission européenne fin juin 2011. La Commission européenne a donné un avis favorable à la demande d'EDF le 30 novembre 2011. Dans ce contexte, les enchères VPP ne seront plus reconduites en 2012.

La sortie des engagements ne remet toutefois pas en cause les droits acquis lors des précédentes enchères, y compris celle du 30 novembre 2011. Ainsi, EDF continuera de livrer aux différentes contreparties les volumes achetés jusqu'à mi-2015, date d'extinction des engagements de livraison pour les contrats les plus longs. Les volumes mis à disposition par EDF décroîtront ainsi progressivement et représenteront 5,3 GW en 2012, 1,5 GW en 2013, 400 MW en 2014 et 150 MW en 2015.

6.2.1.3.4 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 était fixé à 36,80 €/MWh en 2008 et atteindra 47,20 €/MWh en 2012. En 2011, il s'est établi à 44,60 €/MWh

Ces volumes ont été attribués lors de trois appels d'offres successifs ouverts à tous les fournisseurs alternatifs d'électricité en France. Les adjudications, qui ont eu lieu en 2008 et 2009, ont permis à 9 fournisseurs alternatifs d'acquérir 1 500 MW, soit la totalité de l'énergie proposée par EDF. En 2011, suite à l'entrée en vigueur de la NOME, 4 fournisseurs sur 9 ont renoncé à leurs droits acquis par ce mécanisme et ont résilié leurs contrats avec EDF.

En 2011, les volumes d'électricité totaux mis à disposition par EDF par le biais de ce mécanisme ont représenté 8,2 TWh.

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, Axpo, EGL, Alpiq et Poweo.

En 2011, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 49 TWh et 2,2 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 ») ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

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).

6.2.2 Opérations régulées France

6.2.2.1 Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité

Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er septembre 2005, RTE Réseau de Transport d'Électricité, dénommé RTE EDF Transport jusqu'au 24 janvier 2012, est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec plus de 100 000 km de circuits à haute et très haute tension et 46 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE au cœur du marché européen de l'électricité. RTE 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.

La filialisation de RTE a été mise en œuvre durant l'année 2005 et la société, filiale à 100 % d'EDF, a été consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe jusqu'au 31 décembre 2010. EDF a procédé le 31 décembre 2010 à l'affectation de 50 % des titres de RTE à son portefeuille d'actifs dédiés au financement du démantèlement des centrales nucléaires (voir note 48 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2011). Cette opération, approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 14 décembre 2010, a obtenu les autorisations administratives nécessaires. À la suite de cette opération, RTE reste détenu à 100 % par EDF, mais le changement de gouvernance qui a accompagné l'opération (voir la section 6.2.2.1.1 (« Organisation de RTE ») ci-dessous) a conduit le groupe EDF à ne plus consolider RTE par intégration globale, mais par mise en équivalence, depuis le 31 décembre 2010.

En 2011, le groupe RTE a réalisé un résultat net de 266 millions d'euros (voir note 24 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2011 (« Participations dans les entreprises associées »)).

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE au cours des trois dernières années :

(en TWh)	2009	2010	2011 (1)
Injections			
Production	519,1	550,2	541,9
Soutirages			
Énergie prélevée pour le pompage	6,7	6,5	6,8
Livraisons (y compris pertes)	486,7	513,2	478,2
SOLDE EXPORTATEUR DES ÉCHANGES PHYSIQUES	**25,7**	**30,5**	**56,9**

(1) Données provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2011 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2012 : www.rte-france.com).

RTE 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.

Réunis dans l'organisation *Very Large Power Grid Operators* (VLPGO), présidée par RTE en 2012, 14 des grands principaux gestionnaires mondiaux de réseaux de transport ont signé, en 2011, une déclaration les engageant « sur une vision commune » pour les *smart grids*, permettant de nouvelles articulations entre la production et la consommation d'électricité. Ils se sont engagés à investir 700 milliards de dollars américains dans les 10 ans pour développer le réseau de transport.

Bilan énergétique 2011(1)

En 2011, la consommation française atteint 478,2 TWh, soit 35 TWh de moins qu'en 2010 et un recul de 6,8 %. Cette diminution provient principalement de l'effet des températures particulièrement douces, l'année 2011 se révélant être l'année la plus chaude que l'Hexagone ait connue depuis 1900 selon Météo France, après une année 2010 exceptionnellement froide.

Corrigée du facteur météorologique et de la baisse de consommation du secteur de l'énergie (due à l'évolution en cours du procédé d'enrichissement de l'uranium), la consommation est en hausse de 0,8 % sur l'année. Cependant, on observe un infléchissement significatif à la baisse à partir de l'été 2011.

En effet, après une reprise au premier semestre, on constate l'effet de la crise économique, qui se répercute sur la consommation de l'industrie, mais également sur celle des professionnels et particuliers. Seule la consommation des PMI-PME continue à croître sur le second semestre.

Il est difficile de dire à ce stade si cette inflexion reflète également des changements de comportements pérennes au titre des efforts de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) engagés.

Dans ce contexte, il n'y a pas eu en 2011 de nouveau maximum de consommation en puissance. Cependant la consommation française est toujours très sensible à la température, à raison de 2 300 MW par degré Celsius en hiver. RTE continue de promouvoir les dispositifs de modération de la consommation à la pointe comme EcoWatt, dont le nombre d'abonnés progresse.

Les échanges d'électricité avec les pays voisins ont été influencés par la baisse de la consommation d'électricité intérieure et la disponibilité des moyens de production en France, mais aussi par la décision de sortie du nucléaire prise par le gouvernement allemand. Le solde total des échanges est exportateur et atteint 55,7 TWh (+ 89 % par rapport à 2010) et retrouve un niveau comparable à celui de 2007. Les soldes annuels vis-à-vis de l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne deviennent exportateurs en 2011.

En 2011, la production française d'électricité (541,9 TWh) a été inférieure de 1,5 % à celle de l'année précédente (- 8,3 TWh) :

- la production des centrales nucléaires augmente de 3,2 %, soit + 13,2 TWh par rapport à 2010, grâce à une meilleure disponibilité du parc nucléaire ;
- la production des centrales hydrauliques diminue de 25,6 %, soit - 17,3 TWh par rapport à 2010 ;
- le parc éolien en exploitation à fin 2011 atteint 6 640 MW, soit une augmentation de 875 MW (+ 15 %) par rapport à l'année précédente. En 2011, le parc de production éolien a continué son développement sur un rythme d'environ 70 MW installés en plus chaque mois. L'énergie produite par les parcs éoliens a progressé de 23 % par rapport à 2010 ;
- le parc photovoltaïque continue sa forte croissance avec plus de 1 300 MW mis en exploitation en 2011 ; il atteint près de 2 230 MW à fin 2011. La production photovoltaïque a plus que triplé par rapport à 2010 et atteint 1,8 TWh en 2011 ;
- le parc des centrales thermiques à combustible renouvelable, c'est-à-dire principalement la biomasse, le biogaz et pour partie les déchets ménagers, a augmenté de 3,9 % en 2011 et atteint 1 270 MW. L'énergie produite à partir de combustible renouvelable a progressé de 12,3 % en 2011 et atteint 5,6 TWh ;
- la production des centrales thermiques à combustible fossile qui assurent le rôle de bouclage de l'équilibre offre/demande diminue de 13,8 %, soit - 8,3 TWh ;
- La quantité estimée de CO_2 émis par le parc de production d'électricité français est en baisse de 19,8 % et représente 27,4 millions de tonnes en 2011 (34,2 millions de tonnes en 2010). Cette baisse est bien plus importante que celle de la production en raison d'un mix énergétique différent. En effet, malgré un important déficit de production hydrau-

(1) Source : RTE, l'Énergie électrique en France en 2011.

lique, la hausse de la production nucléaire de 3,2 % entre 2010 et 2011 et l'accroissement des productions éolienne et photovoltaïque ont permis de réduire le recours aux centrales thermiques à combustible fossile. Ainsi, l'électricité produite à partir des sources d'énergie non carbonée atteint 90 % en 2011 contre 88 % en 2010. La puissance installée du parc de production en France a augmenté de plus de 2 600 MW à fin 2011 par rapport à fin 2010, dont près de 700 MW sur le réseau de transport.

6.2.2.1.1 Organisation de RTE

Conformément à ses statuts, approuvés par le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005, RTE est une société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance.

Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres répartis en trois collèges, dont quatre représentants des salariés, des représentants de l'État dans la limite de quatre et enfin des membres nommés par l'Assemblée générale ordinaire dont le nombre dépend du nombre de membres représentant l'État.

Jusqu'au 31 décembre 2010, l'État n'avait désigné que deux représentants au Conseil de surveillance de RTE, ce qui portait à six le nombre de représentants d'EDF. Concomitamment à l'affectation de 50 % des titres de RTE au portefeuille d'actifs dédiés au 31 décembre 2010, l'État a souhaité un changement de gouvernance de RTE se traduisant par une augmentation du nombre de ses représentants au Conseil de surveillance, aujourd'hui au nombre de quatre.

Le Directoire de RTE est constitué de quatre membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans la limite fixée par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du Ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

La directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a confirmé le principe posé par la directive 2003/54/CE selon lequel la gestion d'un réseau de transport d'électricité doit être assurée par une personne morale distincte de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture tout en renforçant substantiellement les obligations d'indépendance du gestionnaire de réseau de transport. La France a fait le choix du modèle de gestionnaire de réseau de transport indépendant, permettant le maintien d'un groupe intégré au prix de contraintes fortes dans les relations entre RTE et l'entité verticalement intégrée (voir section 6.2.2.1.3 (« Actualité institutionnelle et législative ») ci-après).

6.2.2.1.2 Activités de RTE

RTE assure, en France, la gestion du réseau public de transport (« RPT ») en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de la concession du RPT. Ce cahier des charges a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. Un avenant a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051.

En application de la directive 2009/72/CE précitée, transposée sur ce point aux articles L. 111-3 à L. 111-6 du Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent désormais être certifiés au terme d'un processus associant la CRE et la Commission européenne, qui vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait bien aux conditions d'indépendance posées par ce texte. RTE a déposé une demande de certification en juin 2011. La décision de la CRE de certification de RTE, en date du 26 janvier 2012, a été publiée au *Journal officiel* le 12 février 2012.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport : il 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, ainsi qu'à la sécurité des biens et des personnes.

RTE 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.

RTE gère également 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, procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité : intégration du marché européen, restructuration profonde du parc de production, évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général et maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins des clients et de la collectivité. Pour y répondre, RTE, avec l'assentiment de la CRE, marque une nouvelle étape en matière d'investissements : en croissance sensible depuis 2004, ils ont été portés à plus d'un milliard d'euros par an sur la période 2009-2012. Pour financer ses investissements, RTE dispose de ses propres ressources, fondées principalement sur le tarif payé par les utilisateurs du réseau. Ce tarif est établi de manière non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts de RTE, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de transport efficace, ainsi qu'une juste rémunération des capitaux engagés à travers les programmes d'investissement approuvés (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») ») ci-dessous).

6.2.2.1.2.1 Gestion de l'infrastructure de transport

Maintenance

RTE 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 a engagé un programme de sécurisation mécanique. Ce projet, mené avec de nombreux prestataires extérieurs, vise à se prémunir contre des événements climatiques majeurs par le renforcement de la tenue mécanique des lignes aériennes afin qu'elles résistent à des vents soufflant jusqu'à 150 km/h et à transformer ou installer environ 16 400 pylônes anticascades pour prévenir l'effet « château de cartes » si les vitesses du vent étaient supérieures.

L'installation des pylônes anticascades devrait être achevée d'ici fin 2013. Ces pylônes spéciaux présentent une résistance mécanique encore plus importante et sont installés sur les lignes très haute tension (225 000 et 400 000 volts), tous les 3 à 5 kilomètres. En 1999, les chutes d'arbres avaient représenté 50 % des causes d'avaries des pylônes. RTE a donc entrepris des travaux d'élargissement des tranchées forestières. À fin 2011, ces travaux étaient achevés à 98 %.

Au total, RTE devrait consacrer, d'ici à l'achèvement du programme en 2017, un total de 2,4 milliards d'euros à la sécurisation mécanique de son réseau avec un niveau moyen de dépenses d'environ 160 millions d'euros par an. Ce programme concerne 45 000 km de lignes aériennes du réseau de RTE.

Le bien-fondé et les résultats des actions du programme de sécurisation mécanique de RTE ont été démontrés au moment des fortes chutes de neige en décembre 2010, et lors des tempêtes Klaus en 2009, Xynthia en 2010 et Joachim en 2011, qui ont été plus fortes par endroits que celle de 1999 mais ont engendré moins de dégâts.

D'ici 2017, les travaux de sécurisation permettront d'assurer que chaque point de livraison des clients de RTE sera raccordé au réseau par au moins une ligne capable de résister à des vents de force équivalente à celles de 1999, conformément aux nouvelles normes de résistance mécanique plus sévères.

La qualité de l'électricité a atteint son meilleur résultat historique en matière de temps de coupure équivalent. L'année 2011 a été caractérisée par une baisse du temps de coupure équivalent des clients de RTE, qui atteint son plus bas niveau constaté historiquement, avec une valeur de 2 min 04 s tous événements confondus, et 1 min 44 s hors événements exceptionnels.

Ce bon résultat s'accompagne du maintien des fréquences de coupure longue et de coupure brève à un niveau proche de celui constaté en 2010 hors événements exceptionnels, qui était le meilleur niveau jamais atteint historiquement.

L'amélioration du temps de coupure équivalent, liée à un faible nombre d'incidents à fortes conséquences (seulement 2 incidents ont occasionné plus de 100 MWh d'énergie non distribuée en 2011, contre 13 en 2010), est favorisée par les efforts de RTE en matière de développement, de maintenance et d'exploitation du réseau.

Développement et réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport

RTE 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 élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à la Commission de Régulation de l'Énergie. En 2011, le montant total des investissements de RTE s'est élevé à 1 180 millions d'euros dont 1 030 millions d'euros pour les ouvrages réseau. Les principaux investissements à ce titre ont porté sur le renforcement des liaisons d'interconnexion avec l'Espagne et l'Italie, le développement de zones d'accueil de production et la construction de la ligne 400 kV Cotentin-Maine. Pour 2011, un tiers des investissements a été consacré au renouvellement des ouvrages existants.

Pour 2012, le montant total des investissements RTE devrait s'élever à 1 386 millions d'euros, soit plus de 200 millions d'euros supplémentaires par rapport à 2011 consacrés aux investissements du réseau. Cette augmentation a principalement pour origine la montée en puissance des projets France-Espagne et Cotentin-Maine et le renforcement de la capacité de transit de l'axe vallée du Rhône.

En 2011, la base d'actif régulée (BAR) s'est accrue de 0,18 milliard d'euros, passant de 11,2 milliards d'euros au 1er janvier 2011 à 11,3 milliards d'euros au 1er janvier 2012. Pour mémoire, la BAR est rémunérée par le tarif au CMPC (coût moyen pondéré du capital) de 7,25 % avant impôts. Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (qui sont rémunérées par le tarif à 4,8 %).

6.2.2.1.2.2 Gestion des flux d'énergie

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE 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 compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE 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 ainsi 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.

Interconnexion France-Espagne

INELFE (Interconnexion Électrique France Espagne) est une société franco-espagnole créée en octobre 2008 pour porter l'ensemble du projet d'interconnexion entre la France et l'Espagne depuis les études de faisabilité jusqu'à la réalisation de l'ouvrage lui-même. Elle garantit la cohérence des choix techniques et environnementaux entre la France et l'Espagne pour ce projet. C'est une société par actions simplifiée détenue à parts égales par RTE et son homologue espagnol REE (Red Electrica de España), qui s'appuie sur les structures et les experts de ces deux sociétés pour l'étude et la réalisation de la liaison. En octobre 2009, le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer a validé le tracé (fuseau de moindre impact) proposé.

Par arrêté du 22 avril 2011, la liaison souterraine en courant continu Baixas-Santa Llogaia a été, pour la partie française du projet France-Espagne, déclarée d'utilité publique. Les DUP (Déclaration d'Utilité Publique) « poste de Baixas » et « galerie technique » ont également été signées par le préfet des Pyrénées-Orientales le 4 mai 2011. Les travaux dureront trois ans pour une mise en service prévue dès 2014. Dans cette optique, un accord, signé le jeudi 6 octobre 2011 entre la BEI, INELFE, REE et RTE, prévoit la participation de la BEI au financement de la liaison d'interconnexion souterraine France-Espagne sous la forme d'un prêt de 350 millions d'euros accordé aux deux gestionnaires de réseaux, REE et RTE. Ce financement contribue à la moitié du budget total de 700 millions d'euros du projet.

Le financement de l'interconnexion fait par ailleurs l'objet d'une subvention de l'Union européenne à hauteur de 225 millions d'euros dans le cadre du programme EEPR *(European Energy Program for Recovery)*. Il s'agit d'un projet d'envergure et innovant : la nouvelle ligne reliera les postes de Santa Llogaia (près de Figueras) et Baixas (près de Perpignan) via un tracé entièrement souterrain de 64,5 km (31 km en Espagne et 33,5 km en France). La traversée du massif des Albères se fera au moyen d'une galerie technique longue de 8,5 km, parallèle aux tunnels de la ligne ferroviaire à grande vitesse (LGV) Perpignan-Figueras. L'objectif premier de cette nouvelle interconnexion est de doubler la capacité d'échange d'électricité entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe, passant ainsi de 1 400 MW à 2800 MW.

Coordination des réseaux en Europe

RTE et ELIA ont créé en décembre 2008 une société commune dénommée Coreso, opérationnelle depuis février 2009, qui a pour objet la coordination de l'exploitation des réseaux électriques regroupant la France et la Belgique. La création de Coreso répond aux besoins de renforcement de la coordination opérationnelle entre GRT exprimés tant par la Commission européenne que par les acteurs du marché de l'électricité. Coreso doit permettre une meilleure intégration, à l'échelle régionale, de la production d'origine renouvelable et garantir une gestion en sécurité des flux transfrontaliers, en forte augmentation.

National Grid est devenu actionnaire de Coreso en mai 2009. Puis Terna et 50Hertz, gestionnaires des réseaux de transport (« GRT ») de l'Italie et de la zone Nord et Est de l'Allemagne, ont rejoint Coreso le 26 novembre 2010. L'intégration de ces deux GRT permet au centre de coordination technique d'étendre considérablement son périmètre de surveillance des réseaux en Europe. Cet élargissement s'inscrit dans le souhait de RTE de contribuer à l'affirmation d'un « intérêt commun » des réseaux électriques européens et de faire de la coopération avec les autres GRT un axe fort de sa performance, dans la dynamique du projet industriel. Coreso fait maintenant l'objet d'une reconnaissance grandissante en tant que partie prenante dans les processus de coordination européens.

Couplage de marchés *(market coupling)*

Les capacités d'échange aux frontières étant limitées, des règles ont été définies au niveau européen par le règlement (CE) n° 714/2009 afin de traiter les problèmes de congestion de réseau par 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 en novembre 2006. Il constituait une première expérience en Europe (hors Nordpool) et son succès est aujourd'hui confirmé. Depuis 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. En octobre 2008, sept GRT (RTE, Elia, TenneT, Cegedel Net, EnBW, E.ON Netz et RWE TSO) ont créé une société commune, dénommée Capacity Allocation Service Company (CASC-CWE), 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 qui comprend la France, le Benelux et l'Allemagne.

Après plus de trois années de travaux, RTE et ses partenaires de la région CWE, gestionnaires de réseau et bourses, ont lancé avec succès le 9 novembre 2010 le couplage de marché sur la zone France-Allemagne-Benelux. Le couplage de marchés sur la région permet l'optimisation simultanée des capacités d'interconnexion transfrontalières de la production sur l'ensemble des pays de la zone. En l'absence de congestion sur ces interconnexions, il doit conduire à un prix unique sur tous ces pays.

Dès son lancement, un prix unique a d'ailleurs été atteint sur la zone sur l'ensemble de la journée, témoignant des gains associés à l'utilisation des ouvrages de réseau rendue possible par le couplage des marchés.

Ce couplage marque une étape importante vers la création d'un marché européen unique de l'énergie en Europe. Des réflexions sont en cours pour étendre d'ici la fin 2012 le couplage de la région « Nord Ouest Europe » qui comprend, outre la France, l'Allemagne et le Benelux, les pays scandinaves et la Grande-Bretagne. Les revenus d'allocation de capacités sur les interconnexions sont en diminution en 2011 par rapport à 2010, conséquence principalement d'une meilleure convergence des prix de l'énergie entre la France et la plupart des pays voisins, favorisée par le développement des investissements dans les lignes transfrontalières et la mise en œuvre de mécanismes de couplage de marchés plus efficaces. Le *market coupling* a en effet permis en 2011 une convergence des prix de base de l'électricité plus de 67 % du temps avec l'Allemagne (contre 45 % en 2010) et plus de 99 % du temps avec la Belgique (contre 98 % en 2010).

6.2.2.1.2.3 Activités de RTE à l'international

RTE International, filiale de RTE créée en septembre 2006, est l'interface de RTE 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. Le chiffre d'affaires de RTE International représente une part mineure de celui de RTE.

Un accord de coopération a été signé le 2 novembre 2011 entre RTE et State Grid Corporation of China (SGCC), principal gestionnaire des réseaux de transport et de distribution en Chine. Cet accord porte à la fois sur la stratégie d'entreprise, la gestion des réseaux en termes d'exploitation, de sécurité, de maintenance et du développement des *smart grids,* ainsi que sur l'intégration des énergies renouvelables. Cet accord de coopération vient en complément de celui que RTE avait signé en mars 2010 avec China Southern Grid, le GRT de la Chine du Sud. L'accord avec SGCC permet donc de couvrir l'ensemble du territoire de la République populaire de Chine.

6.2.2.1.3 Actualité institutionnelle et législative

La directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a confirmé le principe posé par la directive 2003/54/CE selon lequel la gestion d'un réseau de transport d'électricité doit être assurée par une personne morale distincte de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture tout en renfor-

çant substantiellement les obligations d'indépendance du gestionnaire de réseau de transport.

La France a fait le choix, dans le cadre de la transposition de cette directive, du modèle dit de « gestionnaire de réseau de transport indépendant ». Ce modèle permet le maintien d'un groupe intégré mais au prix de contraintes fortes pesant sur les relations entre RTE et l'entité verticalement intégrée (« EVI »), qui comprend les entités du groupe en charge d'activités de production ou de fourniture.

Ces contraintes fixées par la directive 2009/72 ont été transposées en droit interne et codifiées aux articles L. 111-9 et suivants du Code de l'énergie. Elles encadrent principalement les conditions d'exercice des fonctions des dirigeants de RTE au sein de l'EVI[1].

S'agissant des relations avec les autres entités de l'EVI, l'article L. 111-18 du Code de l'énergie pose le principe de l'interdiction des prestations de services de ces entités au profit de RTE, à l'exception de celles nécessaires à la sécurité et à la sûreté du réseau de transport. La confusion d'image est également prohibée, RTE devant notamment être propriétaire de sa marque.

En application de l'article L. 321-6 du Code de l'énergie, RTE élabore chaque année un schéma décennal de développement du réseau qui mentionne les principales infrastructures qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans. Ce schéma est adressé à la CRE qui vérifie qu'il couvre l'ensemble des besoins. Tous les quatre ans, il est soumis à l'approbation du Ministre en charge de l'énergie. En outre, pour l'application de ce schéma décennal, le Président du Directoire de RTE 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.

Enfin, en vertu des articles L. 111-34 et suivants du code de l'énergie, RTE doit désigner un responsable de la conformité chargé de veiller au respect du principe d'indépendance et notamment de vérifier la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau.

6.2.2.1.4 Tarif d'utilisation des réseaux publics 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 – Électricité 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 36 500 communes françaises. Cela représentait, en 2010, 95 % des volumes d'électricité distribués en France, 5 % étant distribués par des Entreprises Locales de Distribution (« ELD »).

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 et gérer le parc de compteurs, acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

ERDF a distribué en 2011 de l'électricité à plus de 34 millions de points de livraison (« PDL ») en France continentale via un réseau d'environ 1,3 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2011, ERDF employait 36 770 personnes.

Pour l'année 2011, les volumes d'électricité qui ont transité sur le réseau d'ERDF étaient de :

Injections :	363,2 TWh	dont par RTE : 338.2 TWh ; dont par les producteurs décentralisés : 25 TWh
Soutirages :	340,1 TWh	
Pertes :	23,1 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 2011, le taux de pertes a été de 6,4 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 23,1 TWh. Le coût pour ERDF s'est élevé en 2011 à 1 540 millions d'euros. Pour compenser ces pertes, ERDF achète l'électricité correspondante sur le marché par le biais d'appels d'offres en mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. À compter du 1er août 2013 et de manière progressive, ERDF pourra, comme les autres gestionnaires de réseaux, bénéficier de l'ARENH pour l'achat de ses pertes. Ainsi en 2013, ERDF pourra bénéficier des prix ARENH pour environ 15 % de ses achats de pertes.

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, d'une part, qui assume en France les responsabilités de gestionnaire du réseau de transport (voir section 6.2.2.1 (« Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité »)) – les injections correspondantes se font au niveau des postes sources répartis sur le réseau – et, d'autre part, 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).

6.2.2.2.1 Organisation d'ERDF

Depuis le 1er janvier 2008, les activités de distribution du groupe EDF sur le territoire français sont, conformément au cadre légal, quasi exclusivement assurées par ERDF, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

(1) En particulier, la rémunération des dirigeants et des salariés doit être fonction d'indicateurs propres à RTE. Ils ne peuvent détenir aucun intérêt ou recevoir d'avantage financier de la part des sociétés composant l'EVI, à l'exception, pour les salariés, des droits qu'ils détiennent, au 1er juin 2011, sur les plans d'actions gratuites, sur les accords de participation ou d'intéressement.

En application de la directive 2003/54/CE dont les principes ont été repris par la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 qui dispose 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, le principe retenu par EDF et Gaz de France, aujourd'hui GDF Suez, a été celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux, leurs deux filiales ERDF et Gaz réseau Distribution France (« GrDF ») partageant un service commun conformément au cadre légal (voir section 6.2.2.2.5 (« Relations entre ERDF et GrDF au sein du service commun »)).

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 d'électricité, dont notamment les droits, autorisations, obligations et contrats liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le Conseil de surveillance d'ERDF est composé de quinze membres dont huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi nº 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et deux représentent l'État. Le Directoire d'ERDF est composé de deux membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance.

Missions d'ERDF

ERDF exerce en France, dans les conditions fixées par la loi et les cahiers des charges de concessions (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)), les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental. Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;
- exercer des prestations pour les ELD 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.

6.2.2.2.2 Réseau de distribution

Caractéristiques techniques

Le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)) est constitué, au 31 décembre 2011, d'environ :

- 613 000 km de lignes haute tension à 20 000 volts (HTA) ;
- 692 000 km de lignes basse tension à 400 volts (BT) ;
- 2 240 postes-sources HTB/HTA ;
- 751 000 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 ; et en aval, le disjoncteur installé chez le client qui relève de la concession.

Évolution des investissements

Les investissements d'ERDF ont évolué comme suit :

Investissements bruts

(en millions d'euros)	2009	2010	2011
Raccordements utilisateurs et voiries	1 004	1 206	1 309
Investissements délibérés (renforcements, sécurité, qualité, SI…)	1 309	1 354	1 512
Total Investissements ERDF	2 313	2 560	2 821
Remises d'ouvrage par les tiers et collectivités [1]	902	940	932
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**3 215**	**3 500**	**3 753**

(1) Après déduction PCT et article 8.

En 2011, 2,8 milliards d'euros ont été investis, dont 1,3 milliard en majorité liés aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs. La poursuite de la relance des investissements initiée en 2008 s'est traduite par une augmentation de 508 millions d'euros d'investissements dans le réseau de distribution entre 2009 et 2011. Les ressources supplémentaires ainsi engagées ont été consacrées à la sécurisation des réseaux, à la sécurité, à la préservation de l'environnement et à la qualité de la desserte, domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes. En complément, les autorités concédantes ont investi 932 millions d'euros en 2011. Au total, 3,8 milliards d'euros ont été investis en 2011 en France continentale sur les réseaux de distribution.

Un plan d'actions « Aléas climatiques » a été élaboré et lancé en 2006 dans le cadre du Contrat de service public (voir section 6.4.3.5 (« 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. Ce plan a été complété d'un programme de « prolongement de la durée de vie » du réseau HTA aérien d'un montant de 27 millions d'euros.

En 2011, pour se prémunir des conséquences financières des tempêtes sur le réseau aérien de distribution, ERDF a souscrit une couverture d'une capacité globale de 190 millions d'euros.

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 haute tension (HTA) et à réaliser en « technique discrète » les deux tiers des nouvelles lignes basse tension (BT). ERDF n'a pas pour objectif d'enfouir l'intégralité du 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 nécessaire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients est en général plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

En 2011, ERDF a construit plus de 97,8 % des nouvelles lignes moyenne tension en technique souterraine et plus de 78,8 % des nouvelles lignes basse tension en technique souterraine ou discrète (câble torsadé en façade). Elle a ainsi dépassé son engagement vis-à-vis de l'État de réduction de l'impact visuel des réseaux établis sous sa maîtrise d'ouvrage. Par ailleurs, dans le cadre de son plan aléas climatiques, ERDF a déposé plus de 5 200 kilomètres de lignes aériennes HTA en 2011, soit 5 % de plus qu'en 2010.

La qualité de la desserte

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, ERDF a mis en place une Force d'Intervention Rapide (« FIRE ») qui 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.

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. En 2011, le temps moyen de coupure hors incidents transport et hors événements exceptionnels (70,6 minutes) est en amélioration en comparaison de celui constaté en 2010 (85,3 minutes) malgré la tempête Joachim de fin d'année dont l'impact est de 10 minutes sur ce critère. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures. Le décret nº 2007-1826 du 24 décembre 2007 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 99 % des clients étaient considérés en 2011 comme « bien alimentés » au regard de la réglementation en vigueur.

Développement des énergies renouvelables

Le développement du raccordement des centrales de production d'énergies renouvelables se poursuit, et ces installations se sont raccordées essentiellement sur le réseau public de distribution : à 94 % pour les installations éoliennes *on-shore*, et quasiment à 100 % pour les installations photovoltaïques.

Sur le périmètre ERDF, le nombre de raccordements d'installations de production photovoltaïque a considérablement augmenté : à fin 2011, 2 321 MW d'installations photovoltaïques sont raccordées (contre 808 MW fin 2010), représentant environ 229 000 installations (143 112 étaient raccordées en 2010). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également, et plus de 6 000 MW sont raccordés à fin 2011.

6.2.2.2.3 Marché de l'électricité

Fonctionnement du marché de l'électricité

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

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

Les réseaux intelligents *smart grids* et les compteurs communicants

ERDF, garante de la continuité du service public de distribution d'électricité, investit en permanence pour développer, moderniser, automatiser et sécuriser le réseau électrique. Le développement d'un réseau encore plus intelligent constitue un enjeu stratégique majeur. Pour y parvenir, ERDF a développé le système de compteur communicant Linky, première brique des *smart grids*, avec ses partenaires industriels. Au terme d'une expérience réussie, près de 300 000 compteurs Linky fonctionnent à Lyon et en Touraine. Sur la base de ce succès, le gouvernement français a donné le 28 septembre 2011 le coup d'envoi du projet industriel Linky. Il consistera à équiper gratuitement 35 millions de foyers français pour un investissement total de 4,3 milliards d'euros. Le Ministre a annoncé la mise en place d'un comité de suivi du déploiement Linky, avec l'ensemble des parties prenantes, afin de trouver les modalités pour garantir le financement du déploiement. L'arrêté pris en application du décret nº 2012-1022 du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité a été signé le 4 janvier 2012.

Linky va faciliter la vie du client. Il permet dès à présent :

- une facture calculée sur la base de la consommation réelle du client et non sur une estimation ;
- de nombreuses interventions réalisées à distance qui ne nécessitent plus la présence du client (relevé des compteurs, changement de puissance, mise en service…) ;
- des délais d'intervention ramenés de 5 jours à moins de 24 heures ; 2 heures en urgence ;
- un meilleur suivi de la consommation électrique pour une meilleure maîtrise des dépenses en énergie ;

- en cas de panne sur le réseau, un diagnostic facilité, donc une réalimentation en électricité des clients plus rapide.

ERDF teste dès maintenant les briques suivantes concernant l'exploitation des réseaux, l'intégration des ENR (énergies renouvelables) et des véhicules électriques, et optimise ses investissements. Elle pilote ou accompagne plus de 10 démonstrateurs en France et en Europe.

Parmi ceux-ci figure le plus gros projet européen de démonstrateurs *smart grids*, GRID4EU (cofinancé par l'Union européenne à hauteur de 25 millions d'euros sur un coût total de 54 millions d'euros), piloté par ERDF, qui va coordonner un partage d'expérience entre des démonstrateurs en France, Italie, Espagne, Allemagne, Suède et République tchèque. Le volet français du projet, également piloté par ERDF, est le démonstrateur Nice Grid lancé en juin 2011 pour 4 ans. Situé sur le territoire de la communauté urbaine Nice - Côte d'Azur, le projet Nice Grid, d'un montant de 30 millions d'euros, est un des rares au monde à étudier l'ensemble des problématiques liées aux réseaux intelligents : optimisation de l'exploitation d'un réseau moyenne et basse tension (HTA/BT) intégrant une production massive d'énergie renouvelable décentralisée et intermittente (principalement photovoltaïque) ; *microgrid* ; transition entre des clients consommateurs et « consommacteurs » ; stockage d'énergie par batteries ; et aussi étude de nouveaux modèles d'affaires liés aux concepts des réseaux intelligents.

Actualité institutionnelle et législative

L'ordonnance nº 2011-504 du 9 mai 2011 créant la partie législative du code de l'énergie transpose concomitamment un certain nombre de dispositions figurant dans la directive européenne 2009/72/CE. En matière d'indépendance des distributeurs, on notera la désignation par chaque gestionnaire de réseau de distribution (GRD) d'un responsable de la conformité indépendant, ainsi que l'obligation pour chaque GRD d'éviter toute confusion d'image avec sa maison mère et d'être propriétaire de la marque qui l'identifie. Par ailleurs, les pouvoirs et l'indépendance de la CRE en matière notamment de fixation des tarifs de réseau et de validation des coûts de raccordement ont été renforcés.

Le décret du 16 juin 2011 instaurant les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie, introduits par la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010, prévoit l'élaboration de cibles régionales en matière, notamment, d'énergies renouvelables électriques. Il s'agit de la première étape vers un nouveau dispositif mutualisé de raccordement de ce type de producteurs.

Voir aussi la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »).

6.2.2.2.4 Concessions

ERDF et EDF gèrent 736 contrats de concession signés, couvrant environ 95 % de la population.

En France, la distribution publique d'électricité est généralement assurée dans le cadre de contrats de concessions. Les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des biens de retour[1]. Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans. L'échéance moyenne des contrats de concession en cours est l'année 2024. Le contrat avec la Ville de Paris qui arrivait à échéance en 2009 a été prolongé pour 15 ans par avenant.

Le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution (desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, raccordement et accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de distribution) sont confiés, en application du Code de l'énergie (article L. 121-4), à ERDF, à EDF dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental et aux ELD dans leur zone de desserte exclusive.

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

Modalités des contrats de concession

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 en juillet 2007 afin de l'adapter au nouveau contexte législatif et réglementaire (voir section 6.5.3 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)).

Les principales dispositions du cahier des charges de concession portent sur les points suivants :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter sur un territoire déterminé les missions de service public de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés de vente. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- 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. La provision pour renouvellement a pour objet de préparer financièrement le renouvellement des ouvrages par le distributeur. En application du cahier des charges de concession, des règles décrites dans le guide comptable des concessions et des règles fiscales, la provision pour renouvellement couvre l'écart entre la valeur d'origine et la valeur de remplacement à l'identique des ouvrages dont ERDF assurera la maîtrise d'ouvrage du renouvellement avant le terme de la concession. La provision pour renouvellement ne s'applique qu'à une partie des biens. Elle est enregistrée pour les seuls ouvrages renouvelables avant la fin de la concession et pour lesquels ERDF assure la maîtrise d'ouvrage du renouvellement. Les montants correspondant à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte-rendu aux concédants ;
- les modalités pratiques en cas de renouvellement de la concession : l'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations sera remis à l'autorité concédante qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé ;

(1) Les biens de retour sont ceux dont le contrat de concession prévoit la remise obligatoire à la collectivité concédante en fin de concession et qui ont la caractéristique d'être absolument nécessaires et indispensables à l'exercice du service concédé. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à la collectivité concédante.

- les modalités pratiques et financières en cas de non-renouvellement (ou de résiliation anticipée) lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt, 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'ERDF à leur financement 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. En cas de résiliation anticipée, l'autorité concédante devra en outre procéder au rachat de la concession ;
- le contrôle de l'activité du concessionnaire, qui est exercé par un agent de contrôle désigné par l'autorité concédante et distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Par ailleurs, dans le cadre de la mise en œuvre des lois Solidarité et renouvellement urbain (« SRU ») et Urbanisme et habitat (« UH »), ERDF et la FNCCR ont signé le 26 juin 2009 un protocole d'accord, dit « PCT », qui organise le versement aux concédants de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement lorsque ces derniers en assurent la maîtrise d'ouvrage.

La réalisation de travaux sur les réseaux de distribution : une compétence partagée entre concédant et concessionnaire

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 modalités fixées dans chacun des cahiers des charges, en règle générale :

- 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 par le type de raccordement (consommateurs) sur les communes relevant du régime d'électrification rurale (c'est-à-dire celles sur lesquelles l'autorité concédante maître d'ouvrage peut bénéficier des aides du FACE). Dans les communes relevant du régime urbain, 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 existants dans l'environnement (enfouissement, amélioration de l'esthétique), l'autorité concédante est le maître d'ouvrage.

Principales redevances et contributions

Les contrats prévoient le paiement de redevances.

En contrepartie des financements que l'autorité concédante supporte au titre d'installations dont elle est maître d'ouvrage et intégrées dans la concession, ou de la propre participation de cette autorité à des travaux dont le concessionnaire est maître d'ouvrage, ou de toute dépense effectuée par l'autorité concédante pour le service public faisant l'objet de la concession, ERDF verse à l'autorité concédante une redevance qui se décompose dans ses modalités de calcul en une redevance R1 dite « de fonctionnement » et une redevance R2 dite « d'investissement ».

En tant qu'exploitant de réseaux, ERDF doit s'acquitter de redevances pour l'occupation du domaine public par les ouvrages d'électricité. En vertu d'un décret du 26 mars 2002, les redevances au profit des collectivités territoriales sont plafonnées en fonction de leur population. Elles sont versées aux communes ou à certains groupements de collectivités territoriales, ainsi qu'aux départements.

ERDF, comme les ELD, verse une contribution au Fonds d'amortissement des charges d'électrification (« FACE ») assise sur le nombre de kilowatts-heures acheminés. Le FACE redistribue les fonds collectés aux autorités concédantes pour le financement de leurs dépenses d'électrification sur le territoire des communes en régime rural.

En outre, ERDF, comme les ELD, 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.

6.2.2.2.5 Relations entre ERDF et GRDF au sein du service commun

Comme indiqué ci-avant, en application de la directive 2003/54/CE dont les principes sont repris par la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009, le principe retenu en 2008 par EDF et Gaz de France, devenu GDF Suez, a été celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux et du partage d'un service commun conformément au cadre légal.

Conformément à l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, ces activités s'appuient donc sur un service commun à ERDF et Gaz réseau Distribution de France (GrDF), société créée le 1er janvier 2008 et détenue à 100 % par 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.

Les activités techniques ont représenté pour ERDF et GrDF, en 2011, plus de 90,3 millions de relevés de compteurs et environ 12 millions d'interventions chez les clients.

Organisation du service commun

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.

Au 31 décembre 2011, ERDF comptait 36 770 salariés. Ce total comprend les effectifs du service commun qui se montent à 35 338 salariés (voir section 17.1.1 (« Effectifs du Groupe »)).

EDF et Gaz de France, devenu GDF Suez, ont conclu le 18 avril 2005 une convention qui précise notamment les compétences du service commun et le partage des coûts et produits résultants de son activité[(1)]. Cette convention, après avoir fait l'objet des aménagements nécessaires, a été transférée en 2008 à ERDF et GrDF dans le cadre de la filialisation des activités de distribution d'électricité d'EDF et de GDF Suez.

(1) La convention entre ERDF et GrDF définit les règles de partage des charges et produits mixtes résultant du service commun et les clés appliquées pour leur répartition entre ERDF et GrDF. La clé principale, utilisée par défaut en l'absence de clé contractuelle spécifique, est la clé « utilisateur de réseau », calculée à partir de la totalité des points de livraison électricité et gaz, quel que soit le type de client. D'autres clés sont appliquées, dont la nature est corrélée aux activités auxquelles elles se rapportent.

ERDF et GrDF ont par ailleurs défini dans ce contrat les principes et modalités de gouvernance du service commun (organisation, pilotage et évolution). Dans ce cadre, les organisations sont en cours de clarification dans trois domaines : raccordement, représentation territoriale et acheminement. 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, conclu pour une durée indéterminée, 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, avant toute saisine des tribunaux compétents, d'une procédure amiable de règlement des différends. Il prévoit par ailleurs des clauses obligeant les parties à négocier de bonne foi, notamment en cas de changement de loi ou de circonstances nouvelles affectant l'économie du contrat.

6.2.2.2.6 International

ERDF veut développer son activité à l'international en mettant à la disposition de ses clients son savoir-faire, son expertise et ses services. Ce développement à l'international se fait dans le respect des statuts, qui prévoient notamment que la valorisation des compétences se fait « en France comme à l'étranger, par l'intermédiaire de filiales ou de participations et sous réserve que cette activité reste accessoire par rapport à l'activité de gestion de réseaux et n'en reçoive pas de concours financiers ».

Dans ce cadre :
- le 22 février 2011, ERDF a signé une lettre d'intention avec le principal distributeur d'électricité chinois de la province de Shaanxi, SREPG. L'objectif de cette coopération est d'accompagner le développement du distributeur d'énergie chinois en lui apportant le savoir-faire et les technologies les plus performantes d'ERDF ;
- le 17 juin 2011, ERDF et la holding MRSK ont conclu un accord stratégique d'une durée de 10 ans qui prévoit une coopération en matière de gestion de sociétés de distribution en Russie, d'innovation – compteurs et réseaux intelligents –, et de recherche et développement, avec comme premier projet mis en place dans le cadre de cet accord la gestion déléguée à ERDF de la société russe de distribution d'électricité de la région de TOMSK, TRK ;
- le 30 août 2011 à Pékin, ERDF, EDF et State Grid Corporation of China (SGCC) ont signé un accord de coopération. Les entreprises travailleront autour de deux sujets : formation et échanges d'ingénieurs, d'une part, services et conseils fournis par ERDF auprès d'une filiale de distribution de SGCC, d'autre part.

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 L. 121-3 du code de l'énergie. Ils partagent les caractéristiques suivantes :
- ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- la faible taille de leur système électrique et l'inexistence ou la faiblesse de leurs interconnexions avec un réseau continental font 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 ;
- l'obligation de confier le transport et la distribution à une personne morale distincte de celle qui assure la production et la fourniture n'y est pas applicable.

Cet état de fait a notamment pour conséquence que des surcoûts de production dans ces SEI, qui sont considérés par le législateur comme une charge de service public, sont à ce titre compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (voir section 6.4.3.5 (« Service public en France »)).

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.

Dans ces territoires, EDF est l'acteur principal en termes de production d'électricité.

Le tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques des Systèmes électriques insulaires à fin décembre 2011.

	Donnée à fin décembre 2011	
	Total	Dont Corse
Effectif EDF	3 250	730
Nombre de clients	1 055 505	234 840
Longueur réseaux *(en km)*	33 526	10 986
Puissance installée du parc EDF *(en MW)*	1 882	463
dont parc hydraulique et autres renouvelables	*400*	*142*
dont parc thermique	*1 482*	*321*
Production d'électricité *(en GWh)*		
Production EDF	5 643	1 325
Achats d'énergie auprès des tiers	3 688	806
dont ENR, y compris bagasse	*840*	*101*
dont Autres	*2 848*	*705*
Total de l'énergie produite par EDF et achetée auprès des tiers	**9 331**	**2 131**

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du mégawatt-heure et le prix de vente au tarif péréqué, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seule ou en partenariat avec l'ADEME et les institutions locales, des actions d'efficacité énergétique.

La plupart des territoires insulaires connaissent néanmoins une croissance importante de leurs consommations d'électricité (forte croissance démographique et/ou rattrapage du retard dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande doit être couverte par la création de nouveaux moyens de production, décidée par le Ministre de l'Industrie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (« PPI »), 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 et perspectives

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

La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité fixe les objectifs de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour la Corse et les départements d'outre-mer à 1 166 MW à horizon 2020. Ce programme comprend le renouvellement de la quasi-totalité des centrales Diesel existantes.

Compte tenu de la stratégie retenue consistant à demeurer, dans chacun de ces territoires, l'acteur majoritaire en termes de puissance installée, le groupe EDF a entrepris le projet de renouveler ses principales centrales. Les chantiers de construction de quatre centrales Diesel ont été engagés pour une capacité totale de près de 740 MW : Port-Est à la Réunion, Bellefontaine B à la Martinique, Pointe-Jarry en Guadeloupe et Lucciana B en Corse. Ces nouveaux moyens de production permettront au Groupe de délivrer de meilleures performances industrielles et environnementales et contribueront à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires.

Le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon pour une capacité de 21 MW est également en cours.

Le groupe EDF a également engagé le développement de deux projets hydrauliques avec l'extension de l'ouvrage de Rivière-de-l'Est à la Réunion, d'une puissance de 14 MW, qui a été mis en service en 2010, et la construction de l'ouvrage du Rizzanese en Corse, d'une puissance de 55 MW, qui sera mis en service en 2012.

EDF a investi 540 millions d'euros dans le domaine de la production d'électricité en 2011 et prévoit d'y investir 660 millions d'euros en 2012.

Des investissements dans les réseaux électriques

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

EDF a investi 190 millions d'euros dans le domaine des réseaux en 2011 et prévoit d'y investir 170 millions d'euros en 2012.

Une implication dans des projets destinés à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité et optimiser la gestion des systèmes électriques

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

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les Systèmes énergétiques insulaires (élaboration des outils de prévision avec d'autres industriels et des universités, mise en service d'une batterie de 1 MW de

capacité à la Réunion qui est la première de cette capacité en Europe, couplage de production photovoltaïque et de capacités de stockage) et s'engage dans des projets d'expérimentation de réseaux intelligents ou *smart grids* en partenariat avec d'autres industriels, des laboratoires de recherche et l'ADEME.

Un projet de station de transfert d'énergie par pompage d'eau de mer en Guadeloupe (STEP marine de 50 MW stockant 1 GWh d'électricité) a été proposé en réponse à l'appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME sur le stockage de masse de l'électricité.

Sur tous ces projets, l'expertise du groupe EDF en termes de recherche et développement est mobilisée.

6.2.2.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »)

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 des actifs, égale au produit de la base d'actifs régulée, estimée au 1er janvier 2011 à 11,1 milliards d'euros pour le transport et à 32,2 milliards d'euros pour la distribution, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt, qui est de 7,25 % pour la présente période tarifaire.

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution font l'objet de décisions motivées de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE »). Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution (TURPE 3), approuvés par décision ministérielle du 5 juin 2009 (en vertu du cadre institutionnel d'alors, qui prévoyait l'approbation d'une proposition tarifaire de la CRE conjointement par les Ministres chargés de l'énergie et de l'économie), publiée au *Journal officiel* du 19 juin 2009, sont entrés en vigueur le 1er août 2009. La CRE avait conçu sa proposition pour permettre aux gestionnaires de réseaux de couvrir leurs coûts sur une période de 4 ans à partir de 2009. Celle-ci prévoyait une hausse lors de l'entrée en vigueur de 2 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution. Puis, de 2010 à 2012, les grilles tarifaires doivent évoluer en fonction du taux d'inflation majoré de 0,4 % dans le cas du réseau de transport et de 1,3 % dans le cas des réseaux de distribution.

Par ailleurs, la CRE a mis en place un mécanisme compensant les effets sur les charges et produits des gestionnaires de réseaux de facteurs externes difficilement prévisibles et non maîtrisables 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 années suivantes. La hausse annuelle du TURPE prend aussi en compte cet élément par le biais d'un facteur d'apurement du CRCP dont la valeur absolue est plafonnée à 2 %. L'application de ces principes a conduit au 1er août 2010 à une hausse de 2,5 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3,4 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution. Au 1er août 2011, la hausse a été de 2,56 % pour le tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3,94 % pour le tarif d'utilisation des réseaux de distribution. Par ailleurs, en application d'une formule d'indexation qui lui est propre, le tarif des Prestations au catalogue a augmenté de 1,9 %, au 1er septembre 2011.

L'instauration d'une période tarifaire d'une durée de quatre ans garantit une meilleure visibilité aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution sur l'évolution de leurs recettes. Cette durée facilite également la réalisation des adaptations qui leur permettront de maîtriser leurs coûts et d'améliorer la qualité.

Sur ces bases, en 2011, les recettes tarifaires ont été d'environ 4 milliards d'euros pour le réseau de transport et d'environ 11,3 milliards d'euros pour le réseau de distribution d'ERDF.

Souhaitant qu'au cours de la période tarifaire les gestionnaires de réseaux améliorent l'efficacité technico-économique de leur activité, tout en veillant au respect des missions de service public qui leur ont été confiées, la CRE a instauré des incitations à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité. À cet effet, la CRE a retenu les niveaux de gains de productivité sur les charges d'exploitation maîtrisables proposés par les gestionnaires de réseaux. Si au cours de la période tarifaire, un gestionnaire de réseaux réalise des efforts additionnels, la productivité supplémentaire dégagée sera partagée entre le gestionnaire de réseaux et les clients finals. La CRE a mis en place également un dispositif spécifique visant à inciter les gestionnaires de réseaux à maîtriser les coûts liés à la compensation des pertes sur les réseaux.

Ces dispositions sont accompagnées d'un schéma de régulation incitant les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer la qualité offerte aux utilisateurs, qualité d'alimentation comme qualité de service. Ce schéma de régulation incitative de la qualité permet notamment d'assurer que les gestionnaires de réseaux ne réalisent pas de gain de productivité au détriment du niveau de qualité.

Voir la section 6.5.2.2 (« Législation française : Code de l'énergie ») concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003).

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

Le groupe EDF se positionne comme un leader énergétique, avec l'objectif prioritaire d'investir pour une croissance industrielle durable et rentable, en s'appuyant sur le développement des compétences et la valorisation des savoir-faire techniques. Il entend poursuivre le renforcement de son implantation internationale, complémentaire de ses activités en France.

Les activités internationales du groupe EDF déclinent de façon opérationnelle les orientations stratégiques du groupe (voir section 6.1 (« Stratégie »)) concernant le renforcement des positions européennes, le déploiement d'activités et de projets nucléaires à l'international et d'autres projets ciblés à l'international.

Positions européennes

Le groupe EDF a poursuivi la consolidation de sa présence en Europe, marché mature socle de sa présence industrielle.

L'activité du Groupe sur cette zone s'inscrit dans une volonté de contribuer à la constitution d'un marché unique tant de l'électricité que du gaz, de favoriser l'émergence de nouvelles technologies et de solutions innovantes adaptées aux enjeux environnementaux, sociaux et économiques, et enfin de respecter les ressources naturelles, les ressources humaines et les souhaits des parties prenantes locales dans leurs appréhensions des enjeux énergétiques et des services associés.

Les principaux événements de l'année ont été :
- au Royaume-Uni : la poursuite des études et investissements en vue de diversifier les moyens de production locaux ;
- en Allemagne : les autorités politiques du Land de Bade-Wurtemberg ayant formulé leur volonté de doter EnBW d'un actionnariat régional fort pour recentrer les activités de l'entreprise sur le Bade-Wurtemberg, le groupe EDF a accepté l'offre du Land pour le rachat de la participation d'EDF International dans EnBW, finalisé le 17 février 2011 ;
- en Italie : le 26 décembre 2011, EDF, Edison, Delmi, A2A et Iren ont conclu un accord préliminaire concernant la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Cet accord, qui a été approuvé par le Conseil d'administration d'EDF du 24 janvier 2012, puis finalisé et signé par l'ensemble des parties concernées le 15 février 2012, permet à EDF de prendre le contrôle exclusif d'Edison, renforce la stratégie gaz du Groupe et conforte sa position en tant qu'acteur incontournable en Italie ;
- en Pologne : le lancement du projet de construction d'une centrale à charbon supercritique de 900 MW.

Ambition européenne du Groupe

Le groupe EDF a pour ambition de renforcer l'ensemble industriel cohérent dont il dispose en Europe par croissance organique et développement de synergies à l'échelle du Groupe. Il étudiera 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 énergéticien actif dans le gaz comme dans l'électricité en Europe, afin de sécuriser son offre multi-énergie et d'assurer l'approvisionnement compétitif des outils de production d'électricité du Groupe utilisant le gaz.

Le Groupe met également en œuvre des synergies opérationnelles entre ses différentes entités, en France et en Europe, au travers des actions suivantes :
- améliorer les performances opérationnelles par le partage des meilleures pratiques observées au sein du Groupe ;
- utiliser l'opportunité des projets de construction d'actifs de production de 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 ;
- développer l'optimisation amont/aval à l'échelle européenne.

Nucléaire international

Premier producteur nucléaire au monde, le groupe EDF dispose d'atouts techniques significatifs (exploitation et ingénierie) et d'une solide expérience de construction et d'exploitation en France (parc de 58 réacteurs), au Royaume-Uni (avec l'acquisition de British Energy) ainsi qu'aux États-Unis (via Constellation Energy Nuclear Group LLC et ses sociétés filiales, « CENG ») qui lui permettent d'être un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international.

Des pays et compagnies d'électricité ont par ailleurs annoncé ou confirmé leur volonté de lancer ou de réactiver des projets nucléaires. Cette évolution est animée par la recherche d'indépendance énergétique, combinée à la prise de conscience grandissante de la raréfaction des ressources fossiles et de la conséquence de leur utilisation sur le climat. Ce regain d'intérêt se traduit par l'émergence de plusieurs modèles et de nouveaux partenariats industriels.

EDF s'est fixé cinq critères d'engagement dans les projets nucléaires à l'international. Il s'agit de veiller en priorité aux pays :
- ayant fait le choix du nucléaire à court terme ;
- connus d'EDF et où EDF est bienvenu ;
- tirant l'expérience de l'accident de Fukushima, notamment en mettant au cœur de leur projet le rôle du futur exploitant et la maîtrise de la sûreté ;
- 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.

EDF a ainsi d'ores et déjà identifié un certain nombre de priorités géographiques comme la Chine, le Royaume-Uni, les États-Unis, etc. EDF examine par ailleurs d'autres opportunités tant en Europe que dans d'autres zones (voir section 6.1.3 (« Axes stratégiques à horizon 2020 »)).

Dans chacun de ces pays, EDF s'adapte au contexte institutionnel et à l'environnement industriel ; les modèles d'organisation qui en résultent peuvent être à chaque fois différents.

Le programme EPR en cours de réalisation en France et en Chine et en projet au Royaume-Uni est aujourd'hui le programme de référence du Groupe. En complément de l'optimisation de l'EPR, il apparaît essentiel de renforcer l'offre, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de politique nucléaire qui a été réuni par le Président de la République le 21 février 2011, et en intégrant le retour d'expérience de l'accident de Fukushima. Notamment, EDF et AREVA sont pleinement parties prenantes du partenariat France-Chine en négociation avec les autorités chinoises, sous la conduite de l'administrateur général du CEA, portant sur l'ensemble des activités nucléaires civiles, y compris la sûreté. Ces négociations pourraient permettre de prendre part au développe-

ment du marché chinois et donner lieu à un partenariat incluant, outre la fourniture de produits et services relatifs au parc nucléaire existant ou en projet et la construction de nouveaux réacteurs EPR, le développement en commun d'un réacteur de moyenne puissance (1 000 MW) appartenant à la troisième génération et reposant sur l'expérience réussie des industriels français et chinois de construction et d'exploitation de réacteurs de conception commune. EDF poursuit ainsi l'objectif de faire évoluer sa gamme d'offres de réacteurs et de services à proposer sur les marchés internationaux.

6.3.1 Royaume-Uni

6.3.1.1 Présentation des activités et de la stratégie du groupe EDF au Royaume-Uni

À la date de publication du présent document de référence, les chiffres relatifs à la production et la consommation totale de gaz et d'électricité au Royaume-Uni sur 2011 n'ont pas encore été publiés par le *Department of Energy and Climate Change*. Pour obtenir des informations relatives à l'évolution des prix et à la consommation d'électricité au Royaume-Uni, voir la section 9.2.1 (« Éléments de conjoncture ») du présent document de référence.

Les principaux concurrents d'EDF Energy dans le secteur de la production d'énergie au Royaume-Uni sont, par ordre décroissant en termes de parts de marché : Scottish and Southern Energy (« SSE »), E.ON UK, RWE npower, Scottish Power, Centrica et International Power / GDF Suez. Les principaux concurrents d'EDF Energy, tant sur le marché de la fourniture de gaz que sur celui de l'électricité, sont British Gas (Centrica), SSE, RWE npower, E.ON UK et Scottish Power.

Le réseau de transport d'électricité haute tension appartient d'une part au National Grid (le GRT britannique), en Angleterre et au Pays de Galles, d'autre part à SSE et Scottish Power en Écosse. Les acteurs majeurs du secteur de la distribution d'électricité sont le National Grid, PPL Corporation, UK Power Networks, CE Electric, SSE, Scottish Power, Western Power Distribution et Electricity North West. La distribution de gaz est répartie entre le National Grid et SSE, Wales and West Utilities et Northern Gas Networks.

EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens du Royaume-Uni, employant environ 15 000 personnes sur plusieurs sites au Royaume-Uni. En 2011, EDF Energy a maintenu sa position de plus grand producteur d'électricité (en térawatts-heures produits) et de plus grand producteur d'électricité à faibles émissions de CO_2 au Royaume-Uni. En se basant sur les données les plus récentes, du mois d'octobre 2011[(1)], EDF Energy a également maintenu sa position de l'année précédente en tant que premier fournisseur d'électricité à des clients non résidentiels (en termes de térawatts-heures vendus[(2)]) et a conservé sa place de cinquième plus grand fournisseur de gaz et d'électricité pour les clients résidentiels (en nombre de comptes clients[(3)]). Pris dans son ensemble, EDF Energy est le plus grand fournisseur d'électricité au Royaume-Uni, hors Irlande du Nord.

La sécurité des approvisionnements, le changement climatique et l'accès à une électricité bon marché constituent les trois défis que doit relever le Royaume-Uni aujourd'hui dans le domaine de l'énergie. La publication du Livre blanc du Gouvernement sur la réforme du marché de l'électricité, en date du 12 juillet 2011, vise à trouver un équilibre entre les besoins des clients, des décideurs politiques et des investisseurs dans le cadre d'une stratégie destinée à fournir une énergie sûre, propre et économiquement abordable. EDF Energy accueille favorablement le Livre blanc et continuera à travailler avec le Gouvernement pour s'assurer que ses dispositions soient transposées dans la législation dès que possible.

Dans la dernière publication du budget national du mois de mars 2011, le gouvernement britannique a annoncé l'introduction d'un prix plancher du carbone à partir du 1er avril 2013. Il s'agit d'une étape majeure dans la création du cadre requis pour favoriser les investissements dans toutes les technologies à faibles émissions de CO_2, y compris les nouvelles technologies nucléaires (voir la section 6.3.1.2.4 (« Division Nouveau Nucléaire » – « Réforme du gouvernement britannique du marché de l'électricité et cadre de planification »)).

À la suite de l'accident nucléaire qui a touché la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, le Secrétaire d'État britannique a demandé au *Chief Inspector of Nuclear Installations*, le docteur Weightman, de préparer un rapport sur les conséquences de cet accident et sur les leçons à en tirer pour l'industrie nucléaire britannique. M. Weightman a publié son rapport final le 11 octobre 2011, indiquant que les centrales nucléaires du Royaume-Uni ne présentaient aucune faiblesse fondamentale sur le plan de la sûreté. EDF Energy s'est engagé à pleinement mettre en œuvre les recommandations préconisées pour ses centrales nucléaires existantes et pour les nouvelles centrales.

L'accident nucléaire du Japon ne change pas la nécessité de disposer d'un mix énergétique sûr, propre et bon marché au Royaume-Uni. Le 18 juillet 2011, le Parlement a ratifié officiellement les Six Déclarations de politique nationale (*National Policy Statements*, ou « NPSs ») pour les infrastructures énergétiques dans le cadre de la loi de programmation de 2008, intégrant la production électrique d'origine nucléaire. Ceci confirme que la politique du gouvernement vise à ce que la nouvelle énergie nucléaire soit en mesure de contribuer le plus possible aux besoins en nouvelles capacités du Royaume-Uni.

En 2010, « Nos engagements en matière de développement durable » *(Our Sustainability Commitments)* ont été publiés, faisant suite à « Nos engagements sur le climat » *(Our Climate Commitments)* et à « Nos engagements en matière de responsabilité sociale » *(Our social Commitments)*, publiés respectivement en 2007 et en 2008. Ces engagements démontrent qu'EDF Energy entend être leader du changement dans le secteur de l'énergie, en réduisant les émissions de CO_2 et les déchets, en produisant une énergie nucléaire à faible intensité en carbone, de manière responsable, en aidant ses clients, en instaurant une culture reconnue à l'échelle mondiale et en étant au service des communautés. Six des engagements en matière de développement durable doivent être honorés en 2012 ; parmi ceux-ci, EDF Energy a déjà honoré l'engagement selon lequel 2,5 millions de jeunes du Royaume-Uni participeraient au programme des Écoles du développement durable. De même, l'engagement d'une réduction de 20 % des émissions de CO_2 de ses activités de transport a déjà, lui aussi, été honoré.

(1) Source : Cornwall Energy Associated.
(2) Basé sur les données disponibles, à l'exception de l'Irlande du Nord.
(3) Source : Cornwall Energy Associated.

Stratégie

EDF Energy exerce son activité dans un environnement de marché complexe, caractérisé par la volatilité des prix des matières premières, par un fort degré de concurrence et, malgré la libéralisation, par l'intervention des pouvoirs publics qui poursuivent le développement d'objectifs en termes de politique énergétique. Malgré le ralentissement actuel de l'activité économique, il est prévu que la demande en électricité augmente à long terme car les politiques de limitation d'émissions de CO_2 incitent à la substitution du gaz et du pétrole, abandonnés au profit de l'électricité, peu émettrice en CO_2, notamment dans les secteurs du chauffage et du transport.

L'objectif d'EDF Energy est de créer de la valeur ajoutée en maintenant son excellence opérationnelle, en maximisant la valeur à partir de ses centrales nucléaires et de ses centrales au charbon existantes, en augmentant la rentabilité en aval basée sur un ratio risque/rentabilité équitable pour ses clients, et en étant un acteur de référence dans la relance du programme de nouveau nucléaire au Royaume-Uni. EDF Energy a l'intention de construire deux à quatre nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni : un double réacteur à Hinkley Point et éventuellement un autre à Sizewell (sous réserve des résultats des études en cours). Les projets dépendent de l'obtention des autorisations nécessaires et de la mise en place d'un cadre d'investissement solide. Ainsi, EDF Energy joue un rôle clé dans les discussions actuellement engagées avec le gouvernement britannique sur la réforme du marché de l'électricité, une réforme nécessaire pour créer les conditions économiques propices à ces investissements.

Les autres initiatives stratégiques importantes comprennent la réalisation de la nouvelle centrale dotée d'une turbine à gaz à cycle combiné (« CCG ») de West Burton B (1 305 MW) et un projet de stockage gaz à cycle court, la gestion de la fin de vie des capacités de production au charbon (consécutive aux directives européennes sur les grandes installations de combustion (dite « GIC ») et sur les émissions industrielles (dite « IED »)), la prolongation des durées de vie des centrales nucléaires existantes et la réalisation de projets de production d'énergie à partir d'énergies renouvelables. En aval, l'objectif d'EDF Energy est d'améliorer la rentabilité des activités commerciales grâce à une gestion contrôlée des marges, à une efficacité accrue en termes de coûts et à une transformation des processus clés, en s'appuyant sur des investissements dans les ressources humaines et les systèmes d'information, conformément aux recommandations de l'enquête sur le marché de la distribution.

La réussite future d'EDF Energy sera fortement tributaire des performances financières des centrales nucléaires existantes et des nouvelles centrales, lesquelles dépendent en grande partie de l'évolution des prix de l'énergie sur les marchés de gros et de la disponibilité du parc. La priorité d'EDF Energy est d'améliorer le profil de risque du portefeuille de long terme en optimisant l'accès aux marchés de gros pour la production d'énergie nucléaire, en contribuant à la création d'un cadre réglementaire adapté à l'objectif poursuivi et en déployant un cadre d'investissement rigoureux.

Afin de réaliser ses ambitions stratégiques, le développement et la rétention des talents restent plus que jamais des objectifs centraux pour EDF Energy. EDF Energy a poursuivi ses investissements importants dans la formation et le développement de carrière de ses employés à tous les échelons de l'entreprise, en créant notamment sa propre École de l'industrie nucléaire *(Nuclear Power Academy)*, qui dispense des formations spécialisées. Pour soutenir son plan d'investissement au Royaume-Uni, EDF Energy a l'intention de recruter plus de 7 000 employés hautement qualifiés entre 2011 et 2015.

Structure du groupe EDF Energy

EDF Energy est organisé en trois divisions principales : *Energy Sourcing and Customer Supply* (« ESCS »), *Nuclear Generation*, et *Nuclear New Build* (« NNB »).

Centrica plc. (« Centrica ») détient depuis 2009 une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, la société dans laquelle se trouve la division *Nuclear Generation*, ainsi qu'une participation de 20 % dans NNB Holding Company Limited, la société créée pour prendre en charge les activités de pré-développement du programme de construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. EDF Energy et Centrica ambitionnent que cette coentreprise permette de construire, exploiter et démanteler jusqu'à quatre réacteurs nucléaires au Royaume-Uni (voir section 6.3.1.2.4 (« Division Nouveau Nucléaire »)).

6.3.1.2 EDF Energy

En 2011, EDF Energy a réalisé un chiffre d'affaires de 8 574 millions d'euros et a fourni 52,8 TWh (contre 63,6 TWh en 2010) d'électricité et 25,7 TWh (contre 30,4 TWh en 2010) de gaz à des clients résidentiels, industriels et commerciaux. Fin 2011, EDF Energy avait 5,8 millions de comptes client (contre 5,5 millions en 2010), répartis entre clients particuliers, petites et moyennes entreprises et grandes entreprises.

Au 31 décembre 2011, EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires et deux centrales au charbon qui ont généré en 2011 un total de 72,1 TWh (63,4 TWh en 2010) d'électricité, soit environ un cinquième de l'électricité du Royaume-Uni. De plus, EDF Energy possède une centrale au gaz (Sutton Bridge) gérée dans le cadre d'Accords de gestion séparée *(Hold-Separate Arrangements)*, conformément aux engagements pris devant la Commission européenne au moment de l'acquisition de British Energy. Suite à ces engagements, EDF Energy doit céder sa centrale de Sutton Bridge et étudie actuellement les différentes options disponibles pour le lancement d'un processus de vente.

6.3.1.2.1 Synergies du groupe et excellence opérationnelle

En 2010, EDF Energy a annoncé que les synergies résultant des intégrations ont atteint 170 millions de livres sterling (200 millions d'euros[1]), un an en avance sur l'objectif fixé lors de l'acquisition de British Energy qui devait se traduire par des synergies de 160 millions de livres sterling (200 millions d'euros) avant fin 2011.

Au cours de l'année 2011, EDF Energy a de plus réalisé un surplus d'excédent brut d'exploitation (« EBITDA ») de 72,7 millions de livres sterling (83,4 millions d'euros) et une réduction de coûts de 34,4 millions de livres sterling (39,5 millions d'euros) grâce à son programme Synergies et Transformation Groupe, à travers notamment des projets de performance opérationnelle de la division *Energy Sourcing and Customer Supply* (« ESCS »), des synergies liées à l'ingénierie et à l'achat de combustibles pour la production d'énergie nucléaire, l'amélioration de l'efficacité des fonctions supports et la réalisation d'économies sur les achats.

(1) Sur la base de 1 £ = 1,162815 .

Le tableau suivant présente les chiffres clés d'EDF Energy pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 :

	31/12/2011	31/12/2010
Électricité fournie (en GWh)	52 819	63 591
Gaz fourni (en GWh)	25 747	30 392
Nombre de comptes clients (en milliers)	5 790	5 517
Capacité totale (en MW)	**12 956**	**12 994**
Nucléaire (1)	8 756	8 733
Charbon (2)	4 020	4 020
Gaz (2)	82	82
Renouvelables (3)	98	159
Production totale (en TWh)	**72,4**	**63,7**
Nucléaire (1)	55,8	48,3
Charbon (2)	16,3	15,1
Gaz (2)	0,03	0,1
Renouvelables (3)	0,2	0,2
Nombre d'employés (4)	15 536	15 441

(1) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire partagée à 80/20 entre EDF Energy et Centrica.

(2) Les chiffres de 2011 et de 2010 ne comprennent pas la centrale de Sutton Bridge suite à l'application des Accords de gestion séparée (voir section 6.3.1.2.5 « Engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations (« EMCR ») »). Les chiffres de 2011 et de 2010 relatifs au gaz comprennent une capacité de programmes de cogénération. La capacité du charbon représente une « capacité d'entrée de connexion ».

(3) Lorsque EDF Energy détient plus de 50 % des actifs, les capacités présentées sont 100 % de la capacité installée.

(4) L'année 2011 intègre les employées en congé maternité. Pour 2010 et à périmètre comparable, ce nombre s'élevait à 15 682 employés.

6.3.1.2.2 Division Approvisionnement en énergies et Gestion clients (« ESCS »)

La division ESCS est chargée de maximiser la valeur à long terme du portefeuille de clients résidentiels et commerciaux d'EDF Energy, des actifs de stockage de gaz et des actifs de production d'énergie à partir de combustibles fossiles et de sources d'énergie renouvelables, et d'optimiser l'exposition de la société aux marchés de l'énergie, dans le respect de son mandat de risques. Cette division emploie plus de 8 000 personnes.

ESCS optimise les risques inhérents au marché de gros d'EDF Energy et tire avantage de la combinaison des activités d'approvisionnement en énergie et de fourniture aux clients auprès de toutes les divisions d'EDF Energy.

Approvisionnement énergétique

Production nucléaire

L'énergie produite par le parc nucléaire est vendue par le biais de transactions intragroupes entre Nuclear Generation et ESCS, afin de permettre l'optimisation centralisée de l'exposition d'EDF Energy sur les marchés de gros. Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue à Centrica à un prix évoluant sur la base des prix Heren, conformément aux accords conclus avec cette société.

Production d'énergie thermique

L'activité de production opérationnelle d'EDF Energy au sein d'ESCS (qui exclut la production d'énergie nucléaire *(Nuclear Generation)* et Sutton Bridge) comprend deux centrales thermiques à combustible fossile au Royaume-Uni, d'une capacité de production totale de 4,1 GW, à savoir :

- 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 turbines au gaz à circuit ouvert de 20 MW chacune, d'une capacité totale de 2 052 MW. La dernière unité a été mise en service en 1970.

De plus, EDF Energy est en train de construire, à West Burton dans le Nottinghamshire, une nouvelle centrale à gaz à cycle combiné (CCG) d'une capacité de 1 305 MW composée de trois unités de 435 MW chacune, dont l'exploitation commerciale, qui devrait démarrer progressivement durant l'année 2012, sera conduite par ESCS.

EDF Energy détient également un site de cogénération (énergie et chaleur) d'une capacité de production totale de 1,4 MW, et un contrat d'exploitation et de maintenance pour un site de cogénération de 9,0 MW. EDF Energy est aussi propriétaire de quatre centrales à gaz qui ont chacune une capacité de 10 MW, et détient une participation de 18,6 % dans la centrale de Barking, située dans la région de Londres.

Au total, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, les centrales de Cottam et de West Burton ont produit 16,3 TWh d'électricité.

Énergies renouvelables

EDF Energy, par l'intermédiaire d'EDF Energy Renewables, coentreprise constituée par EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, développe aujourd'hui ses propres actifs éoliens terrestres et en mer, signe des contrats d'achat d'énergie auprès de producteurs d'énergies renouvelables et soutient des développeurs indépendants, ceci dans une approche équilibrée permettant de respecter l'obligation imposée aux

producteurs britanniques de produire une certaine part de leur électricité et de fournir ses clients en électricité à partir de sources d'énergies renouvelables. Cette obligation a fait l'objet de diverses réformes et améliorations tandis qu'au mois d'avril 2010 la date de fin d'application, initialement fixée pour 2027, a été repoussée à 2037 pour les nouveaux projets.

Au cours de l'année 2011, le portefeuille opérationnel d'énergies renouvelables a augmenté de 6,5 MW grâce aux parcs éoliens de Fairfield, dont l'exploitation a démarré au premier trimestre. Fin 2011, EDF Energy Renewables exploitait 20 parcs éoliens d'une capacité totale de 268 MW, principalement situés dans le Nord de l'Angleterre et en Écosse.

EDF Energy Renewables dispose aussi d'une capacité en cours de développement de 242 MW, comprenant deux parcs éoliens terrestres (Fallago Rig et Green Rigg) et le premier parc éolien en mer d'EDF Energy Renewables à Teesside. L'exploitation de ce parc éolien, d'une capacité installée totale de 62 MW, devrait démarrer fin 2012.

Optimisation et gestion des risques

Principes généraux

Les politiques relatives aux achats d'énergie et à la gestion des risques sont cohérentes avec les politiques du groupe EDF, assurent que les activités d'EDF sont optimisées et que ses services soient livrés à un prix compétitif tout en limitant la volatilité de ses marges. EDF Energy achète et vend de l'électricité, du gaz, du charbon et d'autres matières premières sur les marchés de gros afin de satisfaire les besoins de ses centrales de production et de ses clients.

Approvisionnement en électricité

Au-delà de sa propre production, EDF Energy s'approvisionne en électricité au travers :

- de contrats d'achats de gros conclus avec des tiers et de la politique de gestion des risques d'EDF Energy. EDF Energy a acquis au cours de l'année 2011 environ 12,3 TWh par ce moyen[(1)] ; et
- de contrats avec des producteurs directement connectés aux réseaux de distribution, sans avoir à passer par le réseau de transport, évitant ainsi les coûts associés. Il s'agit principalement de producteurs d'électricité qui utilisent des sources d'énergies renouvelables. EDF Energy a acquis au cours de l'année 2011 environ 1,9 TWh sur ce marché.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO_2

EDF Energy a conclu des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émission de CO_2 (financiers) afin d'assurer la couverture des besoins en combustible de ses centrales électriques et de ses consommateurs de gaz.

Les achats de charbon et de droits d'émission de CO_2 s'effectuent sur la base des prévisions de production et des niveaux cibles des stocks de charbon. 60 % de la consommation de charbon d'EDF Energy a été achetée au Royaume-Uni, les 40 % restant venant de sources internationales acquises par EDF Trading. De 2008 à 2011, EDF Energy a conclu plusieurs contrats de fourniture de charbon avec des producteurs de charbon locaux, à un prix inférieur au prix du marché du charbon importé pour livraison.

La division ESCS a besoin de gaz pour approvisionner son portefeuille de clients résidentiels duals et pour sa nouvelle centrale à gaz à cycle combiné de la centrale de West Burton B. La méthode actuelle consiste à s'approvisionner en gaz nécessaire à partir des marchés de gros du gaz, en achetant principalement sur le marché à terme. Pour créer de la valeur supplémentaire, EDF Energy est également en train d'explorer des alternatives potentielles avec le Groupe par le biais de contrats de gaz rentables à long terme afin de :

- réduire les risques liés à une dépendance à 100 % vis-à-vis des marchés de gros (par exemple : obligations de fournitures physiques ou de stockage) ;
- réduire l'exposition d'EDF Energy aux marchés de gros, tout particulièrement par rapport à la liquidité.

Ces travaux se sont jusqu'à présent concentrés en priorité sur le stockage du gaz. EDF Energy a développé et est en train de réaliser une installation de stockage du gaz à cycle court parallèlement à l'installation de stockage de gaz existante d'EDF Trading située dans le Cheshire. Les opérations de pré-mise en service de la première cavité, d'une capacité initiale de 4,6 millions de thermies, ont démarré au dernier trimestre de 2011. Au cours des prochaines années, d'autres augmentations de capacités seront réalisées.

D'autres opportunités ont été identifiées et sont à l'étude au sein du Groupe, en accordant une priorité au stockage saisonnier du gaz au Royaume-Uni, par le biais de prises de participations et/ou de contrats à long terme. Des travaux supplémentaires sont nécessaires pour analyser les opportunités potentielles que peuvent offrir les approvisionnements à long terme en gaz pour répondre aux besoins en gaz des clients résidentiels ou de la centrale CCG de West Burton B.

Approvisionnement des clients

EDF Energy vend de l'électricité à deux principaux segments de clients : les clients résidentiels, qui représentent le segment *Business to Customer* (« B2C ») et les clients commerciaux, qui représentent le segment *Business to Business* (« B2B »), la taille des clients entreprises allant des grandes entreprises industrielles aux petites entreprises privées. EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différentes pour chacun de ces deux segments.

Les tarifs de détail B2C tendent à suivre l'orientation générale des prix de marché sur le long terme, mais ne reflètent pas leur volatilité à court terme. Ceci résulte d'une stratégie de couverture qui lisse efficacement la volatilité du marché et qui est considérée comme un facteur de compétitivité fondamental pour tous les fournisseurs d'électricité et de gaz au Royaume-Uni.

L'organisme britannique de régulation des marchés de l'électricité et du gaz, l'Ofgem, a annoncé en novembre 2010 la réalisation d'une étude sur l'efficacité des marchés de détail de l'énergie pour décider si une action supplémentaire était nécessaire pour protéger les consommateurs et améliorer la transparence. Fin mars 2011, l'Ofgem a annoncé une série de conclusions avec une mise à jour encore plus détaillée de ces informations, réalisée en décembre 2011. Parmi d'autres initiatives, l'Ofgem a proposé aux fournisseurs d'offrir un tarif unique *evergreen* (reconduction tacite) aux clients, avec une redevance d'abonnement associée à ce tarif fixée par l'Ofgem et appliquée de la même manière à tous les fournisseurs. Les clients n'auront alors qu'à comparer les prix des tarifs *evergreen*,

(1) Les chiffres représentent la position nette d'EDF Energy sur le marché de gros. Au total, sur les marchés de gros, EDF Energy a effectué des achats et réalisé des ventes d'un volume plus de 10 fois supérieur à la position nette.

alors que les fournisseurs auront toujours la possibilité d'offrir des produits innovants « à durée limitée ».

En 2011, EDF Energy a pratiqué une politique de prix compétitive alliant hausses de prix plus tardives et plus limitées que celles de la concurrence en gaz et électricité. La société est ainsi restée le fournisseur le moins cher du marché pour les offres duales (vente conjointe de gaz et d'électricité) à tarifs variables, protégeant ainsi autant que possible ses clients des variations des prix de gros.

Cette stratégie a permis à EDF Energy d'élargir son portefeuille de clients, en y ajoutant 300 000 nouveaux comptes, atteignant ainsi un niveau record de comptes clients B2C, avec plus 5,4 millions. EDF Energy continue à offrir de nouveaux produits à ses clients, en se fixant comme priorité de les aider à réduire leur consommation d'énergie et à réaliser des économies. Des offres à prix fixes sont ainsi proposées, permettant aux clients de se protéger contre les augmentations de prix sur des périodes de 15 mois à quatre ans.

Fin décembre 2011, EDF Energy comptait 4 millions de clients et 5,8 millions de comptes client. Au cours de l'année, EDF Energy a fourni 17,0 TWh d'électricité à 3,5 millions de comptes B2C et 231 037 comptes B2B de PME, ainsi que 35,8 TWh d'électricité à 114 502 comptes B2B de grandes entreprises. EDF Energy a également fourni 25,4 TWh de gaz à 1,9 million de comptes client en 2011. Bien que les clients B2C et B2B petites et moyennes entreprises soient essentiellement situés à Londres et dans le Sud-Est et le Sud-Ouest de l'Angleterre, ses clients B2B grandes entreprises sont implantés dans tout le pays.

Les taux de résiliation d'abonnements sur le marché B2C du Royaume-Uni sont restés relativement élevés par rapport aux autres pays, même si une tendance à la baisse a été constatée à partir du sommet de 2008. Fin septembre 2011, 15,8 millions (61 %) de consommateurs d'électricité B2C du Royaume-Uni et 12,4 millions (57 %) de consommateurs B2C de gaz du Royaume-Uni avaient quitté leur fournisseur d'origine au moment de la libéralisation du marché[1].

EDF Energy, comme la plupart des grands fournisseurs, a annoncé en 2011 qu'elle n'utilisait plus le porte-à-porte comme canal de vente pour trouver de nouveaux clients, ce qui devrait contribuer à réduire davantage le taux de résiliation d'abonnements.

EDF Energy participe au programme gouvernemental de réduction d'émissions de CO_2, dont l'objectif est de réduire l'empreinte carbone des foyers consommateurs d'énergie en favorisant les solutions énergétiques à faibles émissions de CO_2. Il est prévu qu'EDF Energy dépensera plus de 400 millions de livres sterling au cours de ce programme. Au mois de juillet 2010, le programme a été prolongé jusqu'en décembre 2012, ce qui augmente l'objectif de réduction d'émission de dioxyde de carbone à 293 millions de tonnes de CO_2 pour tous les fournisseurs. L'obligation d'EDF Energy est de 31 millions de tonnes de CO_2 sur les 293 millions imposés à l'ensemble du secteur et, à la fin du mois de décembre 2011, EDF Energy avait atteint 81,9 % de son objectif.

EDF Energy participe également au programme gouvernemental en matière d'économies d'énergie *Community Energy Saving Programme,* qui impose aux fournisseurs de gaz et d'électricité et aux producteurs d'électricité de proposer des mesures d'économies d'énergie aux consommateurs privés dans les zones comportant une grande proportion de foyers à revenus modestes. La contribution d'EDF Energy est estimée par le gouvernement à environ 65 millions de livres sterling.

Les deux programmes ci-dessus arriveront à expiration en 2012 et seront remplacés par les Obligations des entreprises énergétiques ou *Energy Company Obligations,* appuyées par l'initiative *Green Deal (Green deal initiative).*

Partie intégrante de l'effort d'amélioration du service fourni aux clients, EDF Energy a entrepris un programme intitulé « Orchard », destiné à développer et à mettre en oeuvre un nouveau modèle d'exploitation qui va transformer à la fois l'expérience du client et la manière dont le service est offert, par le biais d'un nouvel ensemble de processus de gestion de la relation client et de facturation des clients résidentiels et des petites entreprises. Ce programme s'appuie sur un nouveau système de gestion de la relation client basé sur SAP. Tous les comptes clients (B2C et B2B SME) ont migré avec succès vers la plateforme Orchard. Au total, ce sont 5,6 millions de clients qui ont migré vers cette plateforme.

6.3.1.2.3 Division Production Nucléaire[2]

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires d'une capacité totale de 8,7 GW. La division *Nuclear Generation* emploie plus de 5 500 personnes.

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires sont des centrales à réacteurs avancés refroidis au gaz (RAG) (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness), la huitième (Sizewell B) étant une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP). Chacune des centrales RAG a deux réacteurs et deux turbines, le REP comprenant quant à lui un réacteur et deux turbines.

Si le modèle RAG est spécifique au Royaume-Uni, le modèle REP est le type de réacteur le plus fréquent dans le monde. Un modèle RAG diffère d'un modèle REP :

- le RAG dispose d'un modérateur au graphite qui permet de contrôler la réaction. Le réacteur est enfermé dans une cuve en acier à doublure en béton précontraint 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. Le RAG utilise du dioxyde d'uranium enrichi encastré dans une enveloppe d'acier comme combustible et du CO_2 comme fluide caloporteur;
- le REP est quant à lui contenu dans un berceau à pression en acier rempli d'eau pressurisée qui agit comme modérateur et fluide caloporteur. La cuve de pression se situe derrière les boucliers biologiques constitués par les murs en béton, au sein d'un bâtiment de confinement en béton armé revêtu d'acier. Le combustible utilisé est le dioxyde d'uranium enrichi contenu dans des tubes en alliage de zirconium.

Réglementation

L'exploitation des centrales nucléaires est soumise à une réglementation stricte, notamment pour les domaines relatifs à la sûreté nucléaire (en particulier la construction, l'exploitation et le démantèlement des installations nucléaires ainsi que la protection des travailleurs et du public contre les rayons ionisants), au marché de l'électricité et à l'environnement.

(1) Source : Département de l'énergie et du changement climatique, Prix trimestriels de l'énergie, décembre 2011.
(2) Les anciennes dénominations des entités juridiques de British Energy Group Limited et de British Energy Generation Limited sont respectivement devenues EDF Energy Nuclear Generation Group Limited et EDF Energy Nuclear Generation Limited au 1er juillet 2011. Par conséquent, l'unité commerciale Existing Nuclear s'appelle désormais Nuclear Generation.

Sûreté

La sûreté constitue la plus grande priorité et, parmi toutes les responsabilités que doit assumer EDF Energy, aucune n'est plus importante que la protection du public, de l'environnement et des employés. Une culture de sûreté solidement ancrée constitue un avantage crucial pour atteindre ces objectifs. Dans cette optique, EDF Energy poursuit ses efforts en matière d'entraînement et de formation de ses équipes.

L'importance réelle et potentielle d'incidents nucléaires individuels est classée 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 ». Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, EDF Energy n'a enregistré aucun incident nucléaire ayant été classé au-delà du niveau 1 (type « anomalie ») et a enregistré 19 incidents de niveau 1.

EDF Energy applique des procédures strictes pour réduire le plus possible et contrôler les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes d'EDF Energy. Tout employé qui doit pénétrer dans une zone radiologique dont l'accès est contrôlé reçoit un dosimètre électronique personnel qui mesure les doses de radiation et qui prévient la personne portant ce dosimètre si les niveaux de doses prédéterminés sont dépassés.

La dose de radiation est mesurée en millisieverts (mSv), et la dose limite légale est de 20 mSv par an. Au cours de l'année civile 2011, la dose individuelle reçue par tous les employés des sites nucléaires existants d'EDF Energy a été de 0,119 mSv. La dose individuelle la plus forte qui a été reçue a été de 7,6 mSv.

Impact de l'accident de Fukushima sur la production nucléaire

À la suite de l'accident qui a touché la centrale nucléaire de Fukushima au Japon, une équipe de plus de 70 personnes a été spécialement constituée pour résoudre de potentiels problèmes tels que ceux rencontrés à Fukushima au mois de mars 2011. À ce jour, EDF Energy a réalisé les évaluations qui ont été demandées par l'association mondiale des exploitants de centrales nucléaires WANO, a suivi les recommandations de l'autorité britannique de sûreté nucléaire (*Office of Nuclear Regulation* ou « ONR ») et a répondu aux demandes de *stress tests* de l'Union européenne. Dans le cadre des examens de *stress tests,* aucune lacune n'a été constatée au niveau de la sécurité opérationnelle des centrales nucléaires existantes. Néanmoins, un certain nombre de points d'amélioration de la résistance ont été identifiés, pour lesquels des calendriers de mise en œuvre sont en cours d'élaboration. La réponse d'EDF Energy aux *stress tests* a été rendue publique le 4 janvier 2012. EDF Energy continue de répondre aux questions liées à ces évaluations et de surveiller les événements pertinents au Japon et dans le monde entier.

Durée d'exploitation des centrales

La durée de vie potentielle de chacune des centrales est déterminée principalement par la capacité de la centrale en question à maintenir un dispositif de sûreté conforme aux termes de la licence du site nucléaire d'un point de vue à la fois technique et financier. Toute décision prise par EDF Energy visant à allonger la durée d'exploitation d'une centrale nucléaire au-delà de la date d'arrêt initialement prévue serait fondée, en grande partie, sur une combinaison de facteurs économiques et d'études d'ingénierie portant sur les questions de processus techniques et de sûreté. L'allongement des durées d'exploitation nécessitera l'accord de la *Nuclear Decommissioning Authority* (« NDA ») si cet allongement se traduit par une augmentation des coûts d'exécution des obligations de démantèlement tels que définis dans le *Nuclear Liabilities Funding Agreement,* accord signé lors de la restructuration de British Energy.

L'adéquation du dispositif de sûreté de chaque centrale fait l'objet d'une confirmation à chaque arrêt programmé, en vue de la période suivant cet arrêt. Cette confirmation est obtenue après qu'ont été mises en œuvre les mesures appropriées en termes d'inspection, de tests, d'opérations de maintenance et de vérifications des performances opérationnelles. Les résultats sont alors adressés à l'ONR qui doit donner officiellement son accord, conformément à la licence du site nucléaire, avant que les réacteurs concernés ne puissent être redémarrés. Un réacteur ne peut fonctionner après un redémarrage que pendant la période déterminée par le nouveau dispositif de sûreté. Cette période est normalement de 3 ans pour les centrales de type RAG et de 18 mois pour la centrale de type REP.

De plus, un examen périodique de sûreté doit être accompli par EDF Energy tous les dix ans pour chaque centrale. Cet examen doit lui aussi être approuvé par l'ONR pour que l'exploitation de la centrale puisse continuer.

Les durées d'exploitation retenues des centrales électriques du parc nucléaire existant ainsi que les dates de fermeture correspondantes sont présentées dans le tableau suivant :

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation retenue	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté (1)
Hinkley Point B	RAG	Févr. 1976	40 ans	15 ans	2016	2017
Hunterston B	RAG	Févr. 1976	40 ans	15 ans	2016	2017
Dungeness B	RAG	Avr. 1983	35 ans	10 ans	2018	2018
Heysham 1	RAG	Juill. 1983	35 ans	10 ans	2019	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	35 ans	10 ans	2019	2019
Torness	RAG	Mai 1988	35 ans	10 ans	2023	2020
Heysham 2	RAG	Juill. 1988	35 ans	10 ans	2023	2020
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	–	2035	2015

(1) Date de réponse prévue de l'ONR.

Comme le montre le tableau, les durées d'exploitation retenues des centrales à RAG ont été prolongées d'une durée allant de 10 à 15 ans par rapport à leurs durées d'exploitation initiales. Ces prolongations ont été approuvées après les évaluations techniques et financières nécessaires et ont reçu les autorisations correspondantes.

EDF Energy va poursuivre sur cette voie, visant à obtenir des extensions de durée d'exploitation pour toutes ses centrales nucléaires, dans les cas où cela est justifié sur le plan de la sûreté et sur le plan économique. C'est dans cette perspective qu'EDF Energy a mis en place un programme relatif à la durée d'exploitation des centrales : sur la base d'un examen technique de la durée d'exploitation potentielle des centrales, lequel s'est achevé en 2011, et sous réserve des révisions et autorisations nécessaires, EDF Energy prévoit de prolonger la durée d'exploitation de ses centrales en moyenne de 7 ans au sein du parc de centrales de type RAG, et de 20 ans pour la centrale Sizewell B.

Hartlepool et Heysham 1 ont été les dernières centrales à bénéficier d'une prolongation. En décembre 2010, EDF Energy a annoncé une prolongation de cinq années supplémentaires de leurs durées d'exploitation retenues, soit jusqu'à 2019. Des projets de prolongation pour d'autres centrales seront lancés au plus tard trois ans avant la date de fermeture prévue pour chaque centrale. Les prochaines centrales concernées par de tels projets sont Hinkley Point B and Hunterston B.

Le régulateur anglais a approuvé les examens périodiques concernant Heysham 2 et Torness le 29 janvier 2010, pour une durée s'étendant jusqu'en 2020, sous réserve du respect des délais du programme de travaux convenu.

Capacité et production

Le tableau ci-dessous indique les capacités actuelles et la production des deux dernières années de chacune des centrales du parc de production nucléaire.

Centrales électriques	Capacité *(en MW)* (1)	Production (2) (en TWh)	
		Exercice clos le 31 décembre	
		2011	2010
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 040	1,3	3,6
Hartlepool	1 180	7,4	8,1
Heysham 1	1 160	8,6	5,2
Heysham 2	1 220	8,5	6,4
Hinkley Point B	870	6,1	6,4
Hunterston B	890	6,3	6,8
Torness	1 190	9,0	7,1
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 191	8,6	4,7
TOTAL	**8 741**	**55,8**	**48,3**
FACTEUR DE CHARGE (3)		**73 %**	**63 %**

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des stations, y compris l'électricité importée du réseau. Les capacités sont soumises à un examen à la fin de chaque année. Les capacités indiquées reflètent les prévisions de production d'énergie de référence des unités à partir du 1er janvier 2012. Tout particulièrement, les centrales de Hinkley Point B et de Hunterston B ont été ajustées pour refléter la prévision d'exploitation compte tenu d'une charge d'environ 70 %, du fait des restrictions relatives à la température de la chaudière.

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

(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité pour la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

La production du parc nucléaire pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 s'est élevée à 55,8 TWh, conforme à l'objectif de performance visant à atteindre régulièrement une production nucléaire supérieure à 55 TWh. La production 2011 a dépassé de 7,5 TWh le niveau de production nucléaire pour 2010 (48,3 TWh). L'augmentation reflète principalement la faiblesse de la production de 2010, du fait d'arrêts prolongés occasionnés par la fuite de liquide de refroidissement dans la cuve de pression du réacteur 21 de Dungeness B, la réparation de la colonne d'alimentation du réacteur 8 de Heysham 2 et les réparations du dispositif de chauffage à pressurisation de Sizewell B.

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2011, des arrêts programmés ont été réalisés sur le parc de production nucléaire. Des arrêts programmés ont été réalisés sur le réacteur 1 de Hartlepool 1, le réacteur 7 de Heysham 2, le réacteur 4 de Hunterston B, et Sizewell B ; l'arrêt réglementaire du réacteur 4 de Hinkley Point B pour 2011 a été réalisé le 4 janvier 2012. Ce programme d'arrêts reflète la priorité accordée aux investissements pour améliorer la fiabilité à long terme et l'exploitation sécurisée du parc de production nucléaire en ciblant de manière proactive les investissements destinés à assurer la fiabilité des équipements et à réduire les risques de futurs sinistres.

État des centrales

Dungeness B

Au cours de l'année 2010, les deux réacteurs ont été mis à l'arrêt pendant des périodes prolongées et ont connu des périodes de fonctionnement réduit à cause de problèmes liés à l'installation d'acheminement du combustible qui offre la possibilité d'enlever les déchets radioactifs des réacteurs et d'introduire du nouveau combustible. Des systèmes de protection supplémentaires ont été ajoutés à l'installation d'acheminement afin de corriger les défauts qui avaient été identifiés, et l'acheminement du carburant a été pleinement remis en service en janvier 2012. Le ravitaillement peut désormais se poursuivre, et permettra aux deux unités de bénéficier à nouveau d'un fonctionnement à pleine capacité en 2012.

Réacteur 2 de Heysham 1

La capacité du réacteur 2 de Heysham 1 a été réduite à environ 80 % de sa charge maximale en octobre 2006 pour réduire la température de surface d'une partie interne du réacteur, connue sous le nom de *hot box dome*. En effet, le processus de dégradation de cette surface pourrait, s'il n'était pas corrigé, limiter la production des autres réacteurs à Heysham 1 et Hartlepool à un niveau en dessous de la charge maximale.

Une modification visant à créer des circuits de refroidissement supplémentaires a été apportée sur le réacteur 1 de Heysham 1 pendant son arrêt programmé de 2010 et a donné des résultats positifs. Il a également été annoncé en mars 2011 que cette solution avait été appliquée au réacteur 2 de Heysham 1, ce qui s'est traduit par une augmentation de capacité pour atteindre environ 90 % de la charge maximale.

Une analyse supplémentaire a depuis permis d'apporter des améliorations à la précision du calcul des températures de la surface supérieure du *hot box dome*, et il a été annoncé le 7 octobre 2011 que le réacteur 2 de Heysham 1 tournait désormais à 96 % de sa charge maximale.

Sizewell B

En mars 2010, la centrale de Sizewell B a été fermée suite à des relevés de niveaux d'humidité supérieurs à la normale dans l'enceinte de confinement. Il a été constaté ultérieurement qu'un certain nombre de dispositifs de chauffage à pressurisation étaient défaillants. Les dispositifs de chauffage ont été réparés, et la centrale a été remise en service le 30 septembre 2010. Pendant l'arrêt de 2011 pour rechargement de combustible, tous les autres dispositifs de chauffage à pressurisation ont été remplacés avec succès.

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

Des accords ont été conclus initialement le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2002 sous l'égide du gouvernement britannique pour stabiliser la situation financière de l'ancien groupe British Energy, ci-après dénommé EDF Energy Nuclear Generation Group. En vertu de ces accords de restructuration :

- le Fonds pour les engagements nucléaires (*Nuclear Liabilities Fund*, « NLF »), organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique dans le cadre de l'exercice de restructuration, a accepté de financer, sur les instructions du Secrétaire d'État, dans la limite de ses actifs : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs liés à la gestion des déchets radioactifs à la centrale de Sizewell B) et (ii) les coûts de démantèlement éligibles liés aux centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EDF Energy Nuclear Generation Group ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des déchets radioactifs provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) et les coûts de mise hors service éligibles, dans les deux cas en relation avec les centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EDF Energy Nuclear Generation Group, dans la mesure où ils excèdent les actifs du fonds NLF, et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques considérés éligibles pour le combustible usé d'EDF Energy Nuclear Generation Group (y 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 EDF assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne seraient pas conformes aux règles de sécurité et de prudence) et les obligations potentielles connexes au titre de ces passifs de ses filiales relevant du NLF et du Secrétaire d'État. Celles-ci sont contre-garanties par les principales filiales d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

Certaines sociétés d'EDF Energy Nuclear Generation Group, dont EDF Energy Nuclear Generation Limited, ont conclu un accord distinct 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 supportent aucune responsabilité quant à ces déchets après leur transfert sur un site de traitement à Sellafield.

Le Secrétaire d'État et EDF ont accepté des avenants limités aux accords de restructuration en relation avec l'acquisition d'EDF Energy Nuclear Generation Group 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 EDF Energy Nuclear Generation Group, ses filiales et entités affiliées ; en conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus à EDF ni à ses autres filiales et entités affiliées. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement établis par le Secrétaire d'État ou le NLF à l'égard d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

Certains avenants aux accords de restructuration reflètent la meilleure notation d'EDF Energy Nuclear Generation Group obtenue suite à l'acquisition. En particulier, EDF Energy Nuclear Generation Group est tenu de maintenir une réserve de trésorerie minimum. Les avenants ont réduit le niveau minimal de cette réserve à 290 millions de livres sterling. La réserve de trésorerie pourra être réduite à zéro si EDF Energy Nuclear Generation Group obtient et maintient une notation du type *investment grade* (de première qualité) ou si des lignes de crédit irrévocables d'un même montant sont mises en place entre des institutions financières tierces ou un membre du groupe EDF disposant d'une notation financière de première qualité (du type *investment grade*) et un membre d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

6.3.1.2.4 Division Nouveau Nucléaire

Activité de la division Nouveau Nucléaire

EDF Energy a l'intention de construire jusqu'à 4 nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni : un double réacteur à Hinkley Point et éventuellement un autre à Sizewell. Ce programme est subordonné à l'obtention des autorisations nécessaires et à la mise en place d'un cadre d'investissement solide.

La sûreté est un point essentiel de la conception de l'EPR. La même technologie EPR est déjà en cours de développement à la nouvelle centrale nucléaire en cours de construction à Flamanville, en France, dont EDF réalise la construction, et à Taishan en Chine (voir section 6.2.1.1.3.5 « Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « L'*European Pressurized water Reacter* (« EPR ») et les autres réacteurs »). L'utilisation de cette même technologie, qui sera adaptée aux exigences du Royaume-Uni, permettra de profiter des avantages, en termes d'efficacité, qu'offre la standardisation de la conception au niveau de la construction et de l'exploitation d'une série de centrales. L'année 2011 a de nouveau été très fortement marquée par l'évaluation des prototypes standards (*Generic Design Assessment* ou « GDA »), de même que par la demande d'attribution de licences pour les sites nucléaires et les activités de planification et de demande d'autorisations essentielles à l'avancement du projet.

Travaux sur sites réalisés en 2011

À Hinkley Point C, les travaux de préparation du site ont bien avancé. Un plan est désormais en place pour lever les conditions de planification liées au démarrage des travaux préparatoires. Les baux et les changements de contrôle des terrains des centrales existantes au profit du nouveau programme nucléaire ont bien progressé et devraient être finalisés d'ici à la fin du mois de mars 2012.

Forgeages

Un engagement contractuel a été conclu avec AREVA au troisième trimestre 2011 pour procéder aux forgeages critiques au réacteur 1 de Hinkley Point C. Japan Steel Works et Creusot Forge ont entamé le coulage de la cuve nucléaire en novembre 2011.

Achat des terrains

L'achat de terrains a reflété l'avancement de la planification, en s'ajustant et en s'adaptant à des zones et à des sites identifiés comme faisant partie intégrante du processus de consultation publique et du processus de dépôt de demandes. Des négociations se sont déroulées courant 2011 avec plus de 40 propriétaires de terrains, répartis à travers les 19 sites de routes et d'aménagements associés. Des progrès notables ont été accomplis, un certain nombre de transactions ont été réalisées, et la plupart des négociations restantes sont en bonne voie. L'objectif d'EDF Energy est de trouver les terrains nécessaires en passant des accords avec des particuliers, mais des expropriations forcées pourront être envisagées si nécessaire.

EDF a déjà acheté la majorité des terrains nécessaires sur le site principal pour la construction de Hinkley Point C. L'accord relatif à l'excavation et aux travaux préparatoires d'Hinkley Point C, autorisant le commencement des travaux préparatoires, a été signé le 27 janvier 2012.

Mise en place des Systèmes d'Information (« SI »)

La première priorité en matière de mise en place SI du projet a été de préparer l'infrastructure technique requise pour prendre en charge le projet, ce qui a englobé la conception et la construction d'un réseau informatique dédié au nouveau programme nucléaire offrant une certaine flexibilité afin de permettre une collaboration tout en protégeant les informations et en assurant la conformité aux dispositions réglementaires. L'ensemble devrait être en service début 2012, sous réserve de l'homologation de l'ONR.

Des progrès ont également été réalisés en vue d'obtenir des composants des réacteurs par le biais d'un contrat signé avec AREVA pour démarrer le processus de forgeage de certains composants du réacteur principal.

Réforme du gouvernement britannique du marché de l'électricité et cadre de planification

Le début de l'année 2011 a été marqué par l'annonce du gouvernement de son intention de proposer des projets de lois destinés à créer l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR), nouvelle autorité de réglementation de l'industrie nucléaire.

Dans la présentation du budget national au mois de mars 2011, le gouvernement britannique a annoncé l'introduction d'un prix plancher du carbone applicable à partir du 1er avril 2013. À partir de cette date, les fournitures de combustibles fossiles utilisés dans des unités de production d'électricité à grande échelle seront taxées. Les approvisionnements seront taxés au taux de soutien du prix du carbone en fonction de la teneur moyenne en carbone du combustible fossile utilisé. Le prix plancher du carbone a été présenté en tant que partie intégrante de la loi de finances 2011 et a reçu la sanction royale le 19 juillet 2011.

Le prix plancher du carbone commencera autour de 16 £/t CO_2 (livres sterling par tonne de CO_2) en 2013 et suivra une courbe linéaire pour atteindre 30 £/t CO_2 en 2020. Le prix plancher augmentera au rythme d'environ 2 £/t CO_2 par an de 2013 à 2020. Les attentes actuelles du gouvernement sont que le prix plancher passe à 70 £/t CO_2 en 2030 (tous les chiffres sont exprimés par rapport aux prix de 2009), mais cela devra faire l'objet d'une évaluation par l'Union européenne et est soumis aux objectifs internationaux d'émissions de CO_2. Le taux de soutien du prix du carbone sera toujours fixé deux ans en avance, en même temps que des taux indicatifs fixés quant à eux pour deux ans supplémentaires. Sur cette base, le taux de soutien du prix du carbone final pour 2013-2014 a été adopté dans le cadre du budget 2011, et accompagné de taux indicatifs pour 2014-2015 et 2015-2016. De la même façon, le taux de soutien définitif pour 2014-2015 a été adopté dans le cadre du budget 2012, avec des taux indicatifs pour 2015-2016 et 2016-2017.

Le gouvernement a indiqué que le prix plancher aidera à augmenter la diversité des sources de production d'électricité au Royaume-Uni, en soutenant l'investissement dans une gamme plus large de technologies, dont le nucléaire, au lieu de se concentrer sur la production à partir du gaz. La réponse du gouvernement a stimulé très fortement les investissements dans la production d'électricité à faibles émissions de carbone, y compris les plans d'EDF Energy relatifs aux nouvelles centrales et aux investissements potentiels de prolongation de la durée d'exploitation du parc de centrales nucléaires existantes.

À la suite de la consultation menée par le Gouvernement en mars 2011, le Livre blanc publié le 12 juillet 2011 définit sa position sur la manière de réformer le marché de l'électricité au Royaume-Uni. Tout en confirmant les dispositions en matière de prix plancher du carbone, le Livre blanc a accordé la priorité aux trois autres éléments de politique de la réforme sur le marché de l'électricité : un tarif de rachat assorti de *Contracts for Difference* (moyen de protection contre des prix élevés de l'électricité et permettant de réduire le coût du capital pour les investisseurs), un mécanisme de réserve de capacité (sous la forme d'un marché de capacité, assurant la sécurité de la fourniture) et enfin une norme de performance d'émissions (limite annuelle des émissions de CO_2, qui sera initialement équivalente à 450 g CO_2/kWh pour toutes les nouvelles

centrales utilisant du combustible fossile, sans impact sur les nouvelles centrales nucléaires).

Conformément au calendrier publié par le gouvernement, les textes législatifs permettant cette réforme devraient être présentés au printemps 2012, pour une mise en œuvre en 2013-2014, avec la mise en place d'accords intermédiaires dans l'intervalle.

Réforme de la planification

Le 19 juillet 2011, le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement climatique a publié les Six Déclarations de politiques nationales relatives aux infrastructures énergétiques en vertu de la loi de planification de 2008, incluant la production d'électricité nucléaire.

Les déclarations de politiques nationales définissent la politique nationale en vertu de laquelle des propositions de projets énergétiques majeurs seront évalués par la Commission de planification des infrastructures. Cette Commission sera remplacée en avril 2012 par un Conseil de planification des infrastructures nationales, auquel les fonctions de la Commission seront transférées.

Les déclarations confirment la politique du gouvernement visant à ce que les nouvelles centrales nucléaires soient en mesure de contribuer, le plus rapidement possible, à satisfaire les besoins en capacités supplémentaires du Royaume-Uni. Huit sites sont identifiés comme pouvant potentiellement convenir à l'installation de nouvelles centrales nucléaires d'ici à 2025, et EDF Energy possède actuellement des terrains sur cinq de ces sites : Bradwell, Hartlepool, Heysham, Hinkley Point et Sizewell.

Le 26 août 2011, Greenpeace avait déposé un recours à l'encontre de la décision du Secrétaire d'État au motif que le gouvernement n'avait pas réellement pris en compte les conséquences de l'accident de Fukushima ni suffisamment consulté les parties prenantes. Ce recours a été rejeté par la Haute Cour de Justice le 5 décembre 2011.

Progrès de la planification

L'autorisation de réaliser des travaux de mise en état du site de Hinkley Point C, y compris la décontamination du terrain, a été accordée par le Somerset County Council au mois de janvier 2011.

EDF Energy a déposé fin 2010 des demandes de permis auprès des autorités concernées pour la réalisation de travaux de préparation et de construction sur le site, approuvées en juillet 2011. EDF Energy a achevé une seconde phase de consultation sur ses propositions pour Hinkley Point C au mois d'octobre 2010. Une consultation a suivi en février et mars 2011 et une autre en juillet et août 2011.

Les plans d'EDF Energy pour le développement de Hinkley Point C ont été finalisés après ces consultations, et une demande d'ordre d'autorisation de développement (ou *Development Consent Order*) a été soumise à la Commission de planification des infrastructures le 31 octobre 2011. La Commission a accepté et publié la demande le 24 novembre 2011. EDF Energy prévoit donc désormais de procéder à une information publique.

Au cours du troisième trimestre 2011, des demandes ont été effectuées auprès de l'Agence pour l'environnement concernant les autorisations requises pour les rejets radioactifs découlant des activités, ainsi que les autorisations sur les activités de combustion et de déversement d'eau. L'Agence pour l'environnement est tenue de procéder à une consultation publique avant la délivrance de ces autorisations.

Évaluation des prototypes standards et demandes d'attribution de licences de sites nucléaires

Évaluation des prototypes standards

En juillet 2011, le Responsable Santé & Sécurité a publié un rapport sur les problèmes d'évaluation des prototypes standard ainsi que sur les plans de résolution d'incidents. Les seuls plans de résolution d'incidents devant encore faire l'objet d'un accord concernent certains enseignements tirés de l'accident de Fukushima.

L'ONR a publié une confirmation provisoire d'acceptation de conception le 14 décembre 2011 pour l'EPR du Royaume-Uni, mais des points importants restent à régler avant que l'acceptation finale soit adoptée. L'Agence pour l'environnement a également publié une déclaration provisoire d'acceptabilité de la conception pour le *design* de l'EPR. L'ONR a réaffirmé qu'aucune construction liée à la sécurité d'un îlot nucléaire ne sera autorisée avant que tous les problèmes d'évaluation des prototypes standard liés à la conception ne soient résolus de manière satisfaisante et l'obtention des acceptations définitives de conception et de *design*.

Licence de sites nucléaires

La demande de licence de site nucléaire pour Hinkley Point C a été déposée dans les délais à l'ONR en juillet 2011. La demande a été soumise au processus de contrôle préalable applicable au nouveau programme nucléaire ; elle contenait, entre autres documents, la matrice de conformité du nouveau programme, qui souligne les éléments du système de gestion intégrée qui sont en conformité avec les 36 conditions d'attribution de licences de site nucléaire.

L'ONR a entamé la procédure visant à l'attribution de licences. La licence de site nucléaire fournit le cadre dans lequel de futures autorisations seront délivrées par l'ONR.

6.3.1.2.5 Engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations (« EMCR »)

L'acquisition de British Energy a été soumise à certaines conditions, conformément au règlement européen sur les concentrations. Le 22 décembre 2008, la Commission européenne a en effet approuvé l'acquisition, sous réserve des engagements suivants d'EDF : la cession de la centrale au gaz d'EDF Energy de Sutton Bridge et de la centrale au charbon de British Energy d'Eggborough, la vente de volumes minimaux d'électricité sur le marché de gros britannique compris entre 5 et 10 TWh par an pendant la période 2012-2015, la cession d'un site pouvant convenir potentiellement à la construction et à l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire jouxtant les centrales existantes de British Energy, soit à Heysham soit à Dungeness au gré de l'acheteur potentiel, et enfin l'abandon d'un des trois contrats combinés de connexion au réseau du groupe à Hinkley Point.

Hormis la cession de la centrale de Sutton Bridge et des engagements de vente de volumes minimaux d'électricité, les autres engagements ont été honorés à ce jour.

Sutton Bridge est une centrale thermique à cycle combiné (« CCG ») d'une capacité de 819 MW mise en service en mai 1999, qui a été achetée par EDF Energy à Enron en avril 2000. En conséquence de l'engagement de cession, Sutton Bridge est actuellement exploitée dans le cadre d'accords de gestion séparée sous la direction d'un gestionnaire séparé. EDF Energy a mis en place un droit sur la capacité virtuelle, selon lequel un tiers bénéficie de la production de la centrale, de tous les avantages associés mais aussi de tous les engagements associés.

6.3.1.3 Jeux olympiques et paralympiques de Londres 2012

EDF est le partenaire officiel pour la fourniture d'électricité des Jeux olympiques et paralympiques de Londres de 2012 et un partenaire de premier plan, conjointement avec Adidas, BT, BP, British Airways, BMW, Lloyds Banking Group et Sainsbury (Jeux paralympiques uniquement).

Ce partenariat représente une opportunité de renforcer l'image de marque d'EDF et de mettre en lumière auprès du public la position d'EDF en tant qu'acteur international de premier plan, de même que d'appuyer le développement d'EDF au Royaume-Uni.

En vertu de ce partenariat, EDF fournira aux Jeux olympiques de Londres de 2012 une électricité à faibles émissions de CO_2, générée à partir d'une variété de sources d'énergies renouvelables et nucléaires. EDF fournira également le combustible qui allumera la flamme olympique et la vasque. Par son engagement dans les premiers Jeux olympiques s'inscrivant dans un esprit de durabilité et grâce à sa vision sur de faibles émissions de CO_2 pour les Jeux de Londres, EDF a lancé plusieurs initiatives d'efficacité énergétique telles que la réduction de l'empreinte carbone pour les emblèmes de Londres (Tour de Londres, *London Eye* d'EDF Energy…) et la contribution à l'installation de nouveaux points de charge pour véhicules électriques afin de favoriser la mobilité électrique à Londres.

L'objectif d'EDF est de profiter de l'occasion présentée par les Jeux olympiques pour promouvoir un comportement responsable en matière de consommation énergétique et sensibiliser à une consommation plus intelligente de l'électricité.

6.3.2 Italie

Le groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation dans Edison, le deuxième acteur des marchés italiens de l'électricité et du gaz. Au 31 décembre 2011, 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[1]) 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 % des droits de vote et 48,96 % des intérêts économiques.

Cette participation résulte des accords conclus par le Groupe avec la société A2A Spa (anciennement AEM Milano) au cours de l'année 2005, et qui ont permis la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A Spa. Les modalités de cette prise de contrôle sont décrites à la section 6.3.2.1.2 (« Gouvernance et accords entre EDF et A2A ») ci-dessous.

Le 26 décembre 2011, EDF, Edison, Delmi, A2A et Iren ont conclu un accord préliminaire concernant la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. L'accord définitif a été approuvé par le Conseil d'administration d'EDF du 24 janvier 2012, et les contrats associés ont été signés par l'ensemble des parties concernées le 15 février 2012.

Par ailleurs, le groupe EDF détient en Italie les principales filiales et participations suivantes au 31 décembre 2011 :

- Fenice : 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 ;
- Les groupes Dalkia, EDF Énergies Nouvelles et EDF Énergies Nouvelles Réparties détiennent également des filiales et participations en Italie.

Dans le domaine nucléaire, ENEL et EDF ont cessé leur coopération pour le développement de projets EPR en Italie à la suite du référendum du 13 juin 2011 qui a abouti à l'abandon du nucléaire en Italie (par 94 % des votants, la participation s'établissant à 57 %).

6.3.2.1 Edison

Edison est la plus ancienne compagnie électrique italienne, et actuellement le deuxième acteur du marché italien de l'électricité (les principaux concurrents étant l'acteur national ENEL, en première position, ainsi que ENI, E.ON, A2A) et du marché du gaz (les principaux concurrents étant ENI et ENEL).

En 2011, la production électrique nette d'Edison en Italie s'est élevée à 33,2 TWh, ce qui représente 11,5 % de la production nette italienne d'électricité (41,8 TWh et 15 % en 2010), et l'activité de gaz en Italie a porté sur 15,2 Gm^3, soit 19,6 % de la demande italienne de gaz (15,8 Gm^3 et 19,0 % en 2010). Les activités de production d'hydrocarbures d'Edison en Italie et à l'étranger ont légèrement augmenté par rapport à 2010, atteignant un niveau de 2,2 Gm^3 pour la production de gaz et de 3,5 millions de barils pour la production d'hydrocarbures.

En 2011, le groupe Edison a réalisé un chiffre d'affaires de 12 097 millions d'euros et a généré un excédent brut d'exploitation (« EBITDA ») de 1 003 millions d'euros[2]. Dans les comptes consolidés du groupe EDF au 31 décembre 2011, 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, et notamment son rapport annuel, qui sont disponibles sur son site internet www.edison.it.

6.3.2.1.1 Intérêt stratégique de la participation dans Edison

Les marchés italiens de l'énergie présentent un intérêt stratégique fort pour EDF : le marché italien du gaz est le troisième marché de l'Union européenne en taille, et le marché de l'électricité, quatrième marché européen par la taille, est un marché connexe au marché français, qui jusqu'à présent bénéficie structurellement d'un niveau moyen de prix élevés. 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 gérer et développer son parc de production électrique, son portefeuille clients et ses activités gazières.

(1) Les actions d'épargne ne confèrent pas de droits de vote mais le droit de participer à la distribution des bénéfices de la société et de percevoir des dividendes majorés.
(2) Source : rapport annuel Edison 2011.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison a engagé, fin 2008, et ambitionne de continuer dans les années à venir, un développement significatif des ventes d'électricité aux particuliers et sur le segment des petites et moyennes entreprises, ainsi que de ses ventes de gaz sur le segment des grands clients industriels. Le développement d'un portefeuille de clients finals s'inscrit dans la stratégie du Groupe de favoriser l'équilibre amont/aval de ses positions.

Le groupe EDF peut 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.

6.3.2.1.2 Gouvernance et accords entre EDF et A2A

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milano, WGRM Holding 4 S.p.A. (« WGRM », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 95 % d'AEM Milano 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.

Depuis le 1er janvier 2008, AEM Milano est devenu A2A S.p.A. (« A2A ») après sa fusion avec ASM Brescia S.p.A., ex-régie de la ville de Brescia, en Lombardie. A2A est un opérateur italien intégré coté à la bourse de Milan, exerçant des activités de production, d'importation, de commercialisation, de distribution et de vente au client final d'électricité et de gaz ainsi que des activités de traitement de déchets et de chauffage urbain.

Delmi est contrôlée à hauteur de 51 % du capital et des droits de vote par A2A, à hauteur de 35 % par des partenaires industriels (ENIA, devenue Iren après fusion avec Iride, SEL et Dolomiti Energia) et à hauteur de 14 % par des opérateurs financiers.

Le groupe EDF détient aussi directement 18,96 % d'Edison au travers de sa filiale MNTC (voir l'organigramme figurant au chapitre 7 du présent document de référence).

Le *Structure Agreement,* dont les stipulations resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, intègre une disposition relative au changement de contrôle d'A2A ou de Delmi. Dans l'hypothèse où un tiers autre que la commune de Milan viendrait à acquérir le contrôle d'A2A ou dans l'hypothèse où un tiers autre qu'A2A 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 en application d'une option d'achat *(call option)*. Le *Structure Agreement* contient une disposition similaire en ce qui concerne EDF et WGRM vis-à-vis d'A2A.

Exercice du contrôle conjoint d'Edison

Un *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. Ce *Shareholders' Agreement*, entré en vigueur le 15 septembre 2005, a fait l'objet de plusieurs prorogations. Dans le cadre de leurs discussions portant sur un nouveau projet industriel pour Edison et sur la structure actionnariale de TdE, A2A, Delmi et EDF, il est actuellement convenu que le *Shareholders' Agreement* prenne fin au closing de la prise de contrôle d'Edison par EDF et en tout cas au 30 juin 2012, avec cependant la possibilité d'une prolongation pour une période de trois ans en l'absence d'une objection d'une des parties avant 30 juin 2012. En cas d'une telle prolongation pour une durée de trois ans, chaque partie conservera la faculté de dénoncer le pacte à tout moment sauf dans le cas où la partie qui souhaite dénoncer n'avait pas respecté toutes ses obligations prévues dans l'accord du 15 février 2012.

Dispositions spécifiques du *Shareholders' Agreement*

Le *Shareholders' Agreement* prévoit comme principe fondamental que la gouvernance d'Edison sera déterminée au niveau de TdE exclusivement.

Il prend automatiquement fin dès lors qu'EDF ou A2A ne détiennent plus (directement ou indirectement) 50 % au moins des droits de vote pouvant être exercés aux assemblées d'actionnaires de TdE ou si Delmi est liquidée.

TdE

Le conseil d'administration de TdE est composé de dix membres élus par l'Assemblée des actionnaires, cinq désignés par EDF et cinq désignés par Delmi. Delmi désigne l'administrateur délégué (fonction comparable à celle de directeur général en droit français) de TdE, et EDF désigne 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.

Edison

Aux termes du *Shareholders' Agreement,* le conseil d'administration d'Edison est composé de treize 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, deux administrateurs indépendants (EDF et Delmi en désignant chacun un) et, depuis le 2 avril 2008, un administrateur nommé par les minoritaires par scrutin de liste.

Delmi désigne le président du conseil d'administration et le directeur financier d'Edison (« CFO »), qui peut être administrateur ; EDF désigne l'administrateur délégué (« CEO ») et le directeur général opérationnel (« COO »). 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.

À noter que l'avenant au pacte de mars 2011 prévoit également la nomination des conseils d'administration d'Edison et de TdE, pour une période d'un an, par les assemblées générales d'Edison et de TdE qui approuveront les comptes annuels.

Accord portant sur la réorganisation actionnariale et industrielle d'Edison

EDF souhaite prendre le contrôle exclusif d'Edison, afin de renforcer la stratégie gaz du Groupe et de conforter sa position en tant qu'acteur incontournable en Italie, se dotant des moyens d'une politique ambitieuse de développements en Europe du Sud et sur le pourtour méditerranéen.

Aux termes de l'accord du 15 février 2012, dont la mise en œuvre devrait intervenir avant le 30 juin 2012 :
- EDF prend le contrôle de 80,65 % du capital d'Edison, via l'acquisition de 50 % de TdE pour un montant de 705 millions d'euros (détenu conjointement par Delmi et EDF à 50 % chacun). Cette acquisition est conditionnée à la confirmation par la Consob que le prix de l'offre publique obligatoire résultant de l'acquisition de 50 % de TdE par EDF ne sera pas supérieur à 0,84 euro par action Edison ;
- Delmi acquiert 70 % du capital d'Edipower (dont 50 % sont actuellement détenus par Edison, et 20 % par Alpiq) ;
- Edison conclut un accord d'approvisionnement gaz avec Edipower pour des volumes couvrant 50 % de ses besoins sur les six prochaines années.

L'ensemble de ces opérations est aussi conditionné à leur approbation par les autorités de concurrence concernées.

À l'issue de ces opérations, EDF détiendrait donc au minimum 80,65 % d'Edison (avant effet de l'offre publique obligatoire). Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par le Groupe, Delmi prendra le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50 %) et d'Alpiq (20 %) dans Edipower, pour un prix total de 805 millions d'euros.

À l'issue de cette restructuration, EDF entend doter Edison de nouvelles perspectives, avec :
- de potentiels développements sur le marché électrique italien, quatrième marché électrique européen, à prédominance gazière;
- le développement dans l'exploration-production (pétrole et gaz), filière dans laquelle le groupe EDF peut compter sur les compétences internes importantes d'Edison ;
- le développement des infrastructures gaz : accès à un terminal GNL (Rovigo) et des *pipelines* d'importation (ITGI/IGB, Galsi) complémentaires aux projets du Groupe (South Stream, Terminal méthanier de Dunkerque) ;
- la sécurisation de la fourniture de gaz provenant du sud et la constitution d'un potentiel *hub* gazier pour l'Europe ;
- le développement international dans le bassin méditerranéen (Balkans, Grèce, Turquie, Égypte…) et l'Asie centrale, notamment grâce à l'expertise de l'ingénierie d'Edison sur les filières de la production thermique à flamme et de l'hydraulique.

6.3.2.1.3 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 2011 à 11,5 GW (intégrant 50 % de la capacité installée d'Edipower soit 3,8 GW) pour une production nette d'électricité en Italie de 33,2 TWh en 2011(1) (incluant l'énergie provenant des 50 % de la capacité de production d'Edipower).

En 2011, dans un contexte économique et de marché encore difficile, Edison a poursuivi sa politique de réduction de son exposition au marché des commodités et a augmenté fortement ses achats sur les marchés, optimisant ainsi ses sources d'approvisionnement.

Edison détient, au 31 décembre 2011, 50 % du capital et des droits de vote d'Edipower, conformément aux accords conclus entre les actionnaires. Edison dispose au titre d'un contrat de péage (*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 Alpiq (20 %), A2A (20 %) et Iren (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.

Le parc de production et la production correspondante d'Edison, incluant sa part dans Edipower, sont les suivants :

Capacité installée et production 2011 du groupe Edison(1)

	Capacité installée		Production	
Edison + 50 % Edipower	**GW**	**%**	**TWh**	**%**
Thermoélectrique	9,4	80	27,2	82
Hydroélectrique	1,7	15	5,3	16
Renouvelables	0,4	5	0,7	2
TOTAL	**11,5**	**100**	**33,2**	**100**

Projets de développement

Depuis fin 2007, Edison a atteint ses objectifs en termes de capacité de production électrique en Italie et se concentre sur la consolidation de ses positions sur le marché italien, en se renforçant notamment dans le secteur des énergies renouvelables (459 MW éoliens, 13 MW photovoltaïques à fin 2011).

Dans le futur, Edison vise à se développer dans les Balkans et plus largement dans le bassin de la Méditerranée y compris en Turquie, où Edison est déjà implanté avec un bureau de représentation.

(1) Source : Edison.

Fin des contrats CIP 6/92

En 2011, la puissance installée des centrales d'Edison bénéficiant de la subvention CIP 6 (régime caractérisé notamment par un tarif de vente attractif au regard du prix moyen de marché), est d'environ 370 MW en total dont 234 MW thermiques et 136 MW éoliens.

Le 2 décembre 2009, le ministère du Développement économique a publié un décret prévoyant les conditions économiques d'une résiliation anticipée, sur base volontaire, des conventions CIP 6. Edison a adhéré à la résiliation anticipée des conventions CIP 6 pour un total de 1 271 MW, y compris pour la centrale de Taranto CET 2. Les centrales CET 2 et CET 3 du site de Taranto ont, par ailleurs été cédées, le 10 octobre 2011, à ILVA (du Groupe Riva) pour environ 164,4 millions d'euros.

Structure des ventes et commercialisation

Edison a vendu en 2011 72,2 TWh d'électricité (+ 0,4 % par rapport à 2010), dont 33,2 TWh produits et 39 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finals se sont établies à 23,5 TWh en baisse de 13,8 % par rapport à 2010. L'activité de commercialisation d'Edison, tant sur le segment de la clientèle des professionnels que sur celui de la clientèle résidentielle, reste un des axes fondamentaux du développement aval d'Edison avec plus de 1,3 million de clients à fin 2011.

6.3.2.1.4 Activités d'Edison dans le secteur des hydrocarbures

Edison occupe, après ENI, la deuxième position sur le marché italien pour l'approvisionnement du gaz en Italie, avec une part de marché de 19,6 % en 2011.

Le portefeuille d'approvisionnement gaz d'Edison pour 2011 se compose d'environ 15 Gm^3 achetés (dont environ 12 Gm^3 via *pipeline* et GNL) et plus de 2 Gm^3 de production propre (dont 0,5 Gm^3 en Italie). Les variations de stocks et les pertes réseau représentent 0,124 Gm^3

En 2011, Edison a destiné 1,5 Gm^3 de gaz au secteur industriel, 2,1 Gm^3 au secteur résidentiel et 9,1 Gm^3 au secteur thermoélectrique, ce dernier montant incluant les besoins propres d'Edison. Le portefeuille gaz d'Edison s'appuie sur des contrats de long terme pour sécuriser l'approvisionnement.

Edison, selon les termes du contrat signé en mai 2005 avec la société Rasgas (ExxonMobil et Qatar Petroleum), dispose, pendant 25 ans, de 80 %, soit 6,4 Gm^3 par an, de la capacité du nouveau terminal *off-shore* de regazéification de Rovigo (8 Gm^3/an), qui a été mis en service à l'automne 2009. Ce terminal est alimenté à partir de gaz qatari.

En 2010, en raison de la situation difficile du marché du gaz, Edison, comme tous les acteurs du secteur, a demandé à ses fournisseurs des ajustements de ses conditions contractuelles. Edison a conclu la renégociation avec ENI concernant le contrat long terme de gaz norvégien en février 2011 et celle avec Promgas concernant le contrat long terme de gaz russe en juillet 2011. Les autres contrats d'approvisionnement (Qatar, Libye, Algérie) font l'objet de négociations ou d'arbitrages en cours.

Edison participe à deux projets d'infrastructure d'importation de gaz : GALSI, gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne (capacité annuelle de 8 Gm^3) et ITGI, Interconnexion Turquie-Grèce-Italie (capacité annuelle de 10 Gm^3), gazoduc destiné à permettre le transit de gaz provenant notamment des pays de la mer Caspienne via la Turquie, la Grèce et l'Italie. Une ramification dite IGB (Interconnexion Grèce-Bulgarie) reliera la Grèce et la Bulgarie.

En exploration-production (E&P), au 31 décembre 2011, Edison dispose d'environ 60 concessions et permis d'exploration en Italie et 23 à l'étranger et dispose d'environ 50 milliards de mètres cubes équivalents de réserves. À l'étranger, l'actif le plus important d'Edison est le gisement d'Aboukir en Égypte, dont Edison a acquis début 2009 les droits d'exploration, de production et de développement pour une durée initiale de 20 ans, prolongeable pour 10 ans sur demande d'Edison. Ce gisement a produit en 2011 1,2 Gm^3 de gaz naturel et 1,3 million de barils de pétrole.

Par ailleurs, Edison a développé ses positions d'exploration-production en Norvège. Début 2011, Edison y a remporté trois licences d'exploration d'hydrocarbures. En mer de Barents et en mer de Norvège, Edison a le rôle d'opérateur avec 60 % dans les joint-venture avec North Energy ASA. En mer du Nord, Edison détient 10 % dans une joint-venture formée avec Talisman Energy, qui aura le rôle d'opérateur (40 %), Det Norske ASA (20 %), Skagen (10 %) et Petoro AS (20 %). En avril 2011, Edison s'est vu adjuger deux licences d'exploration dans la plateforme continentale norvégienne. Enfin, en janvier 2011, Edison a obtenu trois nouvelles participations : deux en mer du Nord (une en tant qu'opérateur) et une en mer de Norvège.

Enfin, concernant l'activité de stockage, Edison compte augmenter sa capacité en Italie, grâce au renforcement des sites de Cellino, Collalto et au développement de nouvelles concessions dont notamment celles de San Potito-Cotignola.

6.3.2.2 Efficacité énergétique en Italie

Le Groupe intervient principalement via la société Fenice dans le domaine de l'efficacité énergétique et 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). Il est également présent de manière indirecte au travers de SIRAM (filiale à 100 % de Dalkia International) dans l'efficacité et l'optimisation énergétiques et dans le domaine des activités environnementales (assainissements, surveillance continue des installations, ingénierie de l'environnement, analyses de laboratoire…).

6.3.2.2.1 Fenice

Fenice, détenue à 100 % par EDF, regroupe en Italie, en Espagne, en Pologne et en Russie 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 de nouvelles installations de cogénération (production combinée d'électricité et de chaleur) ou trigénération (production combinée d'électricité, de chaleur et de froid).

En 2011, Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 484 millions d'euros.

En termes d'actifs énergétiques, le groupe Fenice détient au total au 31 décembre 2011 des capacités de production d'électricité à hauteur de 487 MW et de production de chaleur à hauteur de 3 329 MWth.

Fenice groupe possède 48 sites de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude), d'électricité et d'air comprimé.

Par ailleurs, en Italie, Fenice exploite et entretient pour le compte de tiers à cette même date huit centrales de production (contrats d'exploitation et maintenance – « O&M »). 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 huit 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'à fin 2012 ainsi qu'à de nouveaux développements. En janvier 2012, Fiat a procédé, conformé-

ment aux accords, à la dénonciation des contrats mais poursuit par ailleurs avec Fenice les négociations engagées depuis plusieurs mois afin d'envisager leur renouvellement. 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. Le personnel exploitant les actifs serait retransféré à Fiat. Enfin, en raison de la clôture de son site de Termini Imerese (Sicile) en décembre 2011, Fiat a racheté à Fenice ses actifs présents sur le site pour un montant de 18,3 millions d'euros et, conformément au contrat, le personnel de Fenice a été transféré à Fiat.

Fenice possède deux filiales européennes détenues à 100 %, Fenice Instalaciones Iberica en Espagne et Fenice Poland S.p.z.o.o. en Pologne. Ces deux sociétés interviennent principalement dans le domaine de la gestion externalisée et de 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). Fenice détient également à 100 % une troisième filiale en Russie, Fenice Rus, créée en novembre 2009, dont le but est de commercialiser des services d'efficacité énergétiques aux industriels. Deux premiers contrats ont déjà été conclus avec des sociétés russes. Fenice détient également 50 % de la société InterEnergoEffect, joint-venture constituée avec la société russe Inter RAO (société cotée détenue majoritairement par des capitaux publics) dont l'objectif est de développer des projets d'efficacité énergétique en Russie. Depuis sa création, Fenice Rus a finalisé la phase de construction des deux premiers contrats, qui sont maintenant pleinement opérationnels, ce qui a permis de conclure la première année d'activité opérationnelle en générant un résultat net légèrement positif. Un troisième contrat a également été signé et sera opérationnel avant l'été 2012. D'autres projets sont en cours de discussions (aussi bien pour Fenice Rus que pour InterEnergoEffect) avec des industriels de différents secteurs d'activités.

Par ailleurs, Fenice dispose d'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. Depuis son acquisition par le groupe EDF, Fenice poursuit une politique de diversification de sa clientèle et de ses secteurs d'activités. Cette politique a été renforcée depuis le début de la crise économique de fin 2008, qui a impacté fortement l'industrie de l'automobile, afin de s'orienter prioritairement sur les axes suivants :

- le renforcement de la relation avec son client historique, le groupe Fiat, à travers la mise en œuvre d'un partenariat stratégique industriel permettant de préparer le renouvellement des contrats de fin 2012 ;
- la réorientation de ses activités de développement, centrées principalement sur l'efficacité énergétique et les services environnementaux sur des marchés cibles, à travers la mise en œuvre de partenariats stratégiques. Fenice a commencé le développement de ces activités en Espagne, Pologne, Russie et Chine ainsi que dans les pays d'Europe centrale bénéficiant de systèmes incitatifs existants ou en cours de mise en œuvre. À noter qu'une collaboration a également commencé avec EDF en France, avec la signature d'un premier contrat pour un diagnostic environnemental d'un site en déconstruction.

6.3.2.2.2 Dalkia

L'implantation de Dalkia en Italie est réalisée par le biais de SIRAM, société dont le siège se trouve à Milan et qui réalise plus de 900 millions d'euros de chiffre d'affaires avec un effectif de plus de 4 000 personnes. Cette société créée il y a plus de cent ans est active dans l'efficacité et l'optimisation énergétiques. Elle dispose d'un portefeuille d'environ 1 400 clients disposant de multiples implantations, combinant une capacité de production thermique d'environ 5,5 GW et électrique de plus de 160 MW.

6.3.2.3 Énergies renouvelables en Italie

En complément des activités renouvelables portées par Edison, EDF EN et EDF ENR sont présentes en Italie, pays disposant d'un fort potentiel de développement des énergies renouvelables. Ainsi, EDF Énergies Nouvelles a augmenté ses capacités de production au cours de l'année, totalisant ainsi, au 31 décembre 2011, 487 MW bruts d'éolien, soit 304,9 MW nets. Deux centrales ont été mises en service en 2011, pour un total de 122 MW.

La croissance a été particulièrement forte en Italie, en raison principalement du développement de la filière photovoltaïque. La capacité solaire installée s'élève à 122,2 MWc bruts (92,2 MWc nets), soit une augmentation de 35 %.

6.3.3 Autres international

6.3.3.1 Europe continentale

6.3.3.1.1 Europe centrale et orientale

Le Groupe est présent dans trois pays d'Europe centrale et orientale (« PECO ») : (i) la Pologne (production d'électricité, cogénération, commercialisation), (ii) la Hongrie (cogénération, distribution, commercialisation) et (iii) la Slovaquie (distribution, commercialisation).

Le groupe EDF est également présent dans ces pays à travers ses filiales Dalkia International et Fenice, principalement dans le domaine de la cogénération, des grands réseaux urbains de chaleur et de l'éco-efficacité énergétique.

6.3.3.1.1.1 Pologne

Le Groupe est présent dans les quatre principales filiales suivantes :

- le Groupe contrôle la société de production d'électricité Ersa[1] dans la région de Rybnik, qui dispose d'une capacité installée de 1 775 MW. Ersa détient 100 % d'Everen, société de commercialisation de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne. Le renouvellement de quatre unités de production charbon de 220 MW chacune par une unité 900 MW supercritique a été décidé par le Conseil d'administration d'EDF et annoncé publiquement le 5 décembre 2011. Le bloc usine de la centrale sera fourni par Alstom. La particularité du site de Rybnik sera de combiner la combustion de biomasse à celle du charbon pour produire jusqu'à 10 % d'énergie verte ;
- le Groupe contrôle le cogénérateur EC Wybrzeze[2] de la région de Gdansk. EC Wybrzeze dispose d'une capacité installée de 331 MW et de 1 199 MWth ;
- le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie, EC Krakow[3] qui dispose d'une capacité installée de 460 MW et de 1 118 MWth ;

(1) Au 31 décembre 2011, EDF détenait une participation indirecte de 64,9 % dans le capital d'Ersa, et EnBW une participation de 32,45 %.

(2) EDF détient une participation indirecte de 99,7 % dans le capital d'ECW.

(3) EDF détient une participation indirecte de 94,31 % dans le capital d'ECK.

- le Groupe contrôle enfin le cogénérateur Kogeneracja[4] de la ville de Wroclaw. Sa capacité de production installée est de 363 MW et de 1 124 MWth. Kogeneracja détient 98,4 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Gora (dont la puissance installée est de 221 MW et de 296 MWth).

La société Energokrak, détenue par ERSA, EC Krakow, EC Wybrzeze et Kogeneracja, assure l'approvisionnement en charbon et en biomasse de l'ensemble des sites du groupe EDF en Pologne.

Dans le domaine de la protection de l'environnement, le Groupe occupe une des premières positions en ce qui concerne la production d'énergie à partir de la biomasse. Dans le cadre du programme d'investissement dans des installations de dépollution (désulfuration et dénitrification), des appels d'offres ont été lancés au printemps 2011.

En novembre 2009, EDF et Polska Grupa Energetyczna (PGE, premier électricien polonais, coté à la bourse de Varsovie) ont signé un accord pour engager une coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire. Il s'est agi en particulier de réaliser des études de préfaisabilité pour le développement de réacteurs nucléaires en Pologne et la construction du premier réacteur en Pologne avant fin 2020. Les conclusions de ces études, finalisées mi-2010, confirment l'intérêt du nucléaire dans le mix énergétique polonais. À la suite de la lettre d'invitation de PGE à EDF en juin 2011, les deux groupes discutent des modalités de poursuite de leur coopération éventuelle.

Le 21 décembre 2011, EDF avait annoncé l'acquisition des participations détenues par EnBW en Pologne. Ces transactions, qui ont été finalisées le 16 février 2012, ont porté sur l'acquisition (indirecte) par EDF International de 32,45 % des titres dans Ersa, 15,59 % des titres dans le cogénérateur Kogeneracja et 25 % des parts dans le centre de service partagé EDF Polska CUW.

6.3.3.1.1.2 Hongrie

En Hongrie, le Groupe est présent dans la production, la commercialisation et la distribution d'électricité au travers de deux filiales : Budapesti Erömu ZRt (« BE ZRt ») et EDF Démász ZRt.

L'année 2011 a été marquée par une situation économique toujours fragile. La défiance des marchés vis-à-vis de la Hongrie s'est accrue et a provoqué la forte dépréciation du forint. Elle a été alimentée par les nouvelles mesures du gouvernement de M. Orban (faisant suite à une taxe appelée « taxe de crise » de 1,05 % assise sur le chiffre d'affaires instaurée en 2010) à l'encontre des sociétés étrangères, en particulier du secteur bancaire et énergétique, sur lequel le gouvernement essaie d'accroître son influence.

BE ZRt

Le Groupe détient au 31 décembre 2011, 95,6 % de BE ZRt, société de production d'électricité et de chaleur. Implantée à Budapest et disposant d'une puissance installée nette de 404 MWe et 1 267 MWth, BE ZRt assure 60 % du chauffage urbain de la capitale hongroise.

Jusqu'à fin 2008, BE ZRt vendait la quasi-totalité de son électricité (1,7 TWh/an) à l'acheteur unique hongrois Magyar Villamos Muvek ZRt (MVM) via trois contrats à long terme (« PPA »). Ces contrats ont été résiliés sans indemnisation par l'État hongrois fin 2008 après que la Commission européenne en eût exigé la résiliation, estimant qu'ils constituaient des aides d'État contraires au droit de la concurrence. En conséquence, depuis le 1er janvier 2009, BE ZRt a pu vendre la moitié de sa production d'électricité à MVM, au travers d'un nouveau contrat commercial de huit ans, et l'autre moitié à l'opérateur système MAVIR dans le cadre d'un mécanisme régulé avec support à la cogénération. Initialement valide jusqu'au 31 décembre 2010, ce mécanisme a été étendu pour BE ZRt jusqu'à juin 2013 par une décision du régulateur hongrois de janvier 2010. BE ZRt a demandé une révision de cette décision auprès de la Cour de justice hongroise afin d'obtenir une extension jusqu'en 2015.

Cependant, le gouvernement hongrois a engagé à la fin 2010 des réformes remettant en cause ce mécanisme :

- les prix de l'électricité cogénérée ont été réduits de 15 % à compter du 1er janvier 2011. Puis, le régime de support à la cogénération a été aboli le 1er juillet 2011, mettant fin pour BE ZRt au contrat de vente avec MAVIR. MVM avait informé BE ZRt, fin 2010, de son intention de demander la résiliation du contrat commercial, devenu non rentable à la suite de l'évolution des prix de l'électricité. Un accord pour BE ZRt a été signé fin janvier 2011 évitant ainsi un litige entre ces sociétés et permettant à BE ZRt de continuer à vendre la moitié de son électricité cogénérée à MVM jusqu'en 2016 ;
- parallèlement, les prix de la chaleur régis par un contrat commercial ont été gelés à partir d'avril 2011 puis fixés par décret, le 1er octobre 2011, à des niveaux très inférieurs aux prix contractuels. Confrontée à une situation critique du fait des modifications du cadre réglementaire par le gouvernement hongrois, la société a défendu ses intérêts auprès du régulateur qui a revu par deux fois sa grille tarifaire. À l'issue de la deuxième révision, le cadre réglementaire (décret du 29 décembre 2011) définit des conditions de rémunération acceptables pour la période 2012 de la saison de chauffe 2011-2012.

La résiliation forcée des contrats de vente d'électricité à long terme ayant entraîné un dommage important tant pour BE ZRt que pour son actionnaire EDF International, ces deux sociétés sont actuellement parties à plusieurs procédures judiciaires et arbitrales contre l'État hongrois et la Commission européenne, décrites en section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

EDF International a déposé le 30 décembre 2011 auprès de la Cour Permanente d'Arbitrage de La Haye un mémoire en demande contre l'État hongrois en vue d'une indemnisation pour la perte des PPA. Le préjudice lié aux prix de la chaleur en 2011 a été introduit dans ce mémoire à titre conservatoire.

EDF Démász ZRt

EDF Démász ZRt est détenue à 100 % par EDF et assure des activités de distribution et de commercialisation d'électricité.

Dans le domaine de la commercialisation, EDF Démász ZRt assure la fourniture d'électricité aux particuliers, petites entreprises et institutions publiques de la région sud-est de la Hongrie dans le cadre du service universel (tel que défini par un décret gouvernemental en application de

(4) Au 31 décembre 2011, EDF détenait une participation indirecte de 34,41 % dans le capital de Kogeneracja, et EnBW une participation de 15,59 %.

la loi de 2007 sur l'électricité) et, depuis le 31 décembre 2009, la société commercialise de l'électricité et du gaz sur tout le territoire hongrois auprès des clients ayant opté pour le marché libre. EDF Démász ZRt regroupe sur le marché hongrois les deux marques commerciales : « EDF Démász » pour les clients résidentiels et « EDF Energia » pour les clients professionnels. En 2011, EDF Démász ZRt a commercialisé 4 977 GWh auprès de 767 488 clients dont, 3 200 GWh sur le marché libre.

En matière de distribution, la société EDF Démász Hálozati Elosztó Kft, filiale à 100 % d'EDF Démász ZRt, opère depuis le 1er janvier 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités réseau et de production/fourniture. Elle détient les actifs de réseaux (31 946 km de lignes haute, moyenne et basse tension) et assure les activités régulées de distribution d'électricité dans la région sud-est du pays (19,6 % du territoire) auprès de 775 066 points de livraison.

EDF Démász a mis en service fin 2011 une centrale de 1,1 MW fonctionnant à partir de biogaz issu de lisier de porc.

Par ailleurs, le Groupe cherche à conforter sa position en étudiant des projets de développement de capacités de production, notamment *via* des cycles combinés à gaz.

6.3.3.1.1.3 Slovaquie

Le Groupe est présent en Slovaquie au travers d'une participation de 49 % dans le capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská Energetika, a.s. (« SSE »), implantée au centre de la Slovaquie dans la province de Zilina, qui couvre environ le tiers de la superficie du pays.

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.

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 (« SSE-D »).

Au 31 décembre 2011, SSE-D compte près de 33 400 km de lignes haute, moyenne et basse tension et 720 600 points de livraison. SSE a fourni 4 852 GWh à 641 195 clients. Les centrales solaires d'une capacité de 10 MWe mises en service en décembre 2010 ont produit leurs pleins effets au cours de l'année 2011. SSE dispose également de trois petites centrales hydrauliques d'une capacité de 3 MW ainsi que d'une turbine à gaz de 50 MW dédiée à la vente de services système à l'opérateur du réseau de transport SEPS.

SSE envisage de démarrer en 2012 une activité de commercialisation de gaz. Par ailleurs, SSE cherche à conforter sa position en étudiant des projets de développement de capacités de production, que ce soit via des cycles combinés à gaz dans la région ou dans les énergies renouvelables – petit hydraulique, biomasse, microcogénération.

6.3.3.1.2 Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques, au travers de Fenice et de sa filiale russe Fenice Rus, détenue à 100 %, créée en novembre 2009 dans le but de commercialiser des services énergétiques aux industriels, notamment dans le domaine de l'efficacité énergétique. Deux premiers contrats ont déjà été conclus par Fenice Rus avec des sociétés russes. Fenice détient également 50 % de la société InterEnergoEffect, joint-venture constituée avec la société russe Inter RAO (société cotée détenue majoritairement par des capitaux publics) dont l'objectif est de développer des projets d'efficacité énergétique en Russie. Depuis sa création, Fenice Rus a finalisé la phase de construction des deux premiers contrats, qui sont maintenant pleinement opérationnels, ce qui a permis d'achever la première année d'activité opérationnelle en générant un résultat net légèrement positif. Un troisième contrat a également été signé et sera opérationnel avant l'été 2012. D'autres projets sont en cours de discussion (aussi bien pour Fenice Rus que pour InterEnergoEffect) avec des industriels de différents secteurs d'activités.

En Russie, le Groupe poursuit sa collaboration avec les grands acteurs du secteur électrique : Rosatom, Gazprom, Inter RAO, MRSK ou RusHydro.

Ainsi, avec Rosatom, l'accord de coopération qui avait été signé le 19 juin 2010 a jeté les bases d'un partenariat stratégique. Les champs de coopération couvrent quatre domaines : le combustible nucléaire, la R&D, les partages de savoir-faire en matière de production et d'ingénierie (renforcés depuis l'accident de Fukushima), et d'éventuels projets communs en pays tiers. Les travaux sont coordonnés par un Comité de pilotage mixte, mis en place dès le mois de novembre 2010.

Avec Gazprom, EDF a signé le 16 septembre 2011 un pacte d'actionnaires quadripartite avec Eni, Wintershall et Gazprom pour la société South Stream Transport AG, chargée du développement et de la construction de la partie sous-marine du gazoduc South Stream. EDF y participe à hauteur de 15 %.

La coopération avec Inter RAO se poursuit et a donné lieu à la signature d'un *Memorandum of Understanding* le 17 juin 2011 en marge du Forum de Saint-Pétersbourg, qui prévoit plusieurs volets d'application : l'efficacité énergétique, l'optimisation d'actifs de production ou de distribution, le trading, la commercialisation et les projets en pays tiers.

ERDF, via ERDF-I, et MRSK, son homologue russe, ont conclu en 2011 un accord sur la gestion de la société russe de distribution d'électricité de la région de Tomsk, TRK. Après un premier accord le 18 mars 2011 sur les principaux termes et conditions, et la réalisation d'une *due diligence,* ERDF et MRSK ont signé le 17 juin 2011 un accord de coopération stratégique auquel sont annexés les termes définitifs du contrat de gestion. En parallèle ERDF-I a lancé la constitution de sa filiale en Russie, ERDF Vostok, qui sera titulaire du contrat et permettra ainsi de démarrer début 2012 l'activité opérationnelle dès l'obtention des autorisations administratives.

6.3.3.1.3 Benelux

Le Benelux est une zone qui comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande et constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit et du *hub* de Zeebrugge. Le groupe EDF a

renforcé sa présence fin 2009, grâce notamment à l'acquisition d'EDF Luminus (anciennement SPE).

EDF Belgium

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 % par EDF, EDF Belgium. La puissance revenant à EDF représente 481 MW (soit environ 3 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF Luminus au travers d'un contrat à long terme expirant en 2015, année au cours de laquelle la centrale atteindra la durée de vie limite de 40 ans fixée par le législateur belge en 2003.

EDF Belgium a cédé en octobre 2010 ses activités commerciales à EDF Luminus.

EDF Belgium a poursuivi les activités de développement de deux projets de centrale à cycle combiné gaz, en vue d'obtenir les autorisations et permis nécessaires. Conformément aux engagements pris par EDF vis-à-vis de la Commission européenne dans le cadre du rachat d'une majorité des parts d'EDF Luminus par EDF Belgium en novembre 2009, EDF Belgium a engagé le processus de désinvestissement de l'un de ces projets. C'est ainsi qu'en juillet 2011, le projet de CCG « Dils Énergie » a été cédé au consortium Advanced Power - Siemens Project Ventures.

Le projet de CCG « Nest Énergie » situé à Evergem a obtenu tous les permis : permis environnemental en juin 2011, permis d'exploitation en août 2011, permis de construction en novembre 2011. Le projet « Nest Énergie » a été cédé en octobre 2011 à EDF Luminus qui reprend les engagements du Groupe vis-à-vis de la Commission européenne.

EDF Luminus

En 2009, EDF a pris le contrôle de la société EDF Luminus (anciennement SPE), dont elle détient 63,5 %. L'identité belge de la société a été préservée, conformément aux souhaits d'EDF, par la signature d'une nouvelle convention avec les actionnaires belges représentatifs des différents équilibres régionaux du pays qui ont choisi de rester au capital de la société (36,5 % du capital). Cette prise de contrôle permet aussi à EDF de contribuer au développement de la concurrence sur le marché belge.

L'année 2010 a vu les équipes d'EDF et EDF Luminus mener un important chantier commun d'intégration, ayant pour objectif la mise en commun des bonnes pratiques et la détection des synergies à mettre en œuvre entre les deux entreprises. La dénomination de l'entreprise « SPE » a été changée en « EDF Luminus » en novembre 2011. Ce nouveau nom permet d'afficher clairement la présence et le soutien d'EDF, leader mondial de l'électricité et acteur majeur dans les énergies renouvelables, tout en réaffirmant l'ancrage local et l'identité belge de l'entreprise.

EDF Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. L'entreprise représente près de 13 % de la capacité installée au niveau national, avec 2 001 MW installés.

La production d'électricité d'EDF Luminus en 2011 a atteint 6 702 GWh. La société emploie environ 1 000 personnes.

EDF Luminus en Belgique

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire (hors 100 MW de droits de tirage sur Chooz B)	418,5	22,0	3 968	59,2
Thermoélectrique	1 302,7	68,5	2 396	35,8
Hydroélectrique	72,6	3,9	136	2,0
Renouvelables	106,8	5,6	202	3,0
TOTAL	**1 900,6**	**100**	**6 702**	**100**

EDF Luminus est propriétaire de 10,2 % (418,5 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mise en service en 1983) et de Doel 3 et 4 (mise en service en 1995), qui ont une durée de vie de 40 années. Par ailleurs, EDF Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

Le parc de production d'EDF Luminus se compose principalement de centrales électriques alimentées en gaz naturel et de quelques centrales hydrauliques « au fil de l'eau ». Ainsi, sont exploitées deux centrales thermiques à flamme, à Monsin et Ham, où fonctionnent respectivement une et deux turbines à gaz aptes à répondre aux fortes variations de la demande d'électricité. EDF Luminus exploite également quatre centrales à cycle combiné : à Angleur, Ringvaart, Seraing et Ham. Dans cette dernière, la chaleur récupérable après la turbine à vapeur est utilisée pour le réseau de chauffage urbain. EDF Luminus dispose enfin de tous les permis nécessaires à la construction de centrales à gaz à Navagne, en Wallonie, et à Evergem, en Flandre (disposant chacune d'une puissance installée potentielle de 890 MW).

EDF Luminus est présent dans les énergies renouvelables au travers de sa filiale détenue à 100 %, SPE Power Company (SPEPCO) avec des éoliennes *on-shore* (réparties sur plus de 20 sites en Wallonie et en Flandre). La société figure parmi les leaders de l'éolien en Belgique avec 55 éoliennes représentant une puissance installée de 106,8 MW. Sous sa marque Luminus, la société EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,69 million de points de livraison de clients particuliers et professionnels en Belgique.

Pays-Bas

EDF et Delta disposent via une société commune, Sloe Centrale B.V., d'une centrale au gaz naturel de 870 MW dans le Sud-Ouest des Pays-Bas, dont les deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009. En 2011, le volume total de production a été inférieur à 2010 en raison d'un arrêt fortuit pour réparation de la centrale au 1er semestre 2011.

Le 3 novembre 2010, EDF et Delta ont signé pour une durée d'un an un accord de collaboration pour l'éventuel futur développement d'une nouvelle centrale nucléaire à Borssele, dans la province de Zélande aux Pays-Bas. Cet accord est arrivé à échéance le 2 novembre 2011. Dans le cadre de ses bonnes relations avec Delta, EDF lui a proposé son assistance pour mener des études complémentaires. Le 23 janvier 2012, Delta a annoncé sa décision de suspendre le projet pour quelques années.

6.3.3.1.4 Suisse

Le Groupe est présent en Suisse au travers de ses participations dans Alpiq Holding SA (25 %) et dans les ouvrages de production hydraulique Châtelot (50 %) et Mauvoisin (10 %).

Le groupe EDF détient une participation de 25 % dans l'énergéticien suisse Alpiq Holding SA (Alpiq). Alpiq est un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, issu du regroupement, réalisé en 2009, des actifs industriels d'Atel et EOS ainsi que de l'apport par EDF de sa quote-part des droits à l'énergie et à la puissance et charges afférentes relatifs au barrage d'Émosson 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 services énergétiques et qui affiche une présence dans plus de 20 pays européens.

Sur la base du chiffre d'affaires 2011 publié par Alpiq (13 984 millions de francs suisses), l'ensemble constitué par Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses (192 TWh vendus en 2011, principalement sur les marchés de gros et aux grands clients européens du sud de l'Europe et d'Europe centrale et orientale). 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 2011, Alpiq disposait d'une puissance totale installée de 7 595 MW et d'une production de 21 489 GWh (hors contrats à long terme), détaillées dans le tableau ci-dessous :

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	776	10	6 207	29
Thermoélectrique	3 598	47	9 459	44
Hydroélectrique	3 032	40	5 500	25
Renouvelables	189	3	323	2
TOTAL	**7 595**	**100**	**21 489**	**100**

L'année 2011 a été marquée par une dégradation de l'environnement économique qui a fortement impacté les résultats d'Alpiq. Alpiq clôture ainsi l'exercice 2011 sur des pertes de 1,3 milliard de francs suisses, compte tenu de corrections de valeur, dépréciations et provisions à hauteur de 1,7 milliard de francs suisses imputés sur l'exercice 2011.

Afin d'adapter sa stratégie et son organisation aux nouvelles conditions de marché et de retrouver sa flexibilité financière, Alpiq a adopté en novembre 2011 un plan de restructuration global visant à recentrer le groupe sur son cœur de marché (la Suisse) et sur ses créneaux rentables en Europe, à simplifier son organisation (notamment ses activités sur les marchés énergétiques), à réduire ses coûts opérationnels (d'environ 100 millions de francs suisses dès fin 2012, avec notamment une réduction d'effectifs de 450 postes) et de réduire son endettement (de 1,5 milliard à 2 milliards de francs suisses) en réduisant son programme d'investissements et en cédant certains actifs.

En particulier, Alpiq a conclu le 15 février 2012 avec Delmi les contrats de vente de sa participation de 20 % au capital de la société italienne Edipower pour 200 millions d'euros environ. D'autres désinvestissements tels que la cession du groupe allemand de services énergétiques Alpiq Anlagentechnik (AAT) sont, malgré les conditions de marché difficiles, en préparation.

Suite au départ de Giovanni Leonardi, CEO d'Alpiq, en septembre 2011, le président du conseil d'administration Hans E. Schweickardt a été nommé CEO *ad interim*.

En outre, en application de l'article 33 de la loi sur l'approvisionnement en électricité (« LApEl »), Alpiq doit transférer fin décembre 2012 au plus tard la propriété de son réseau de transport à la société Swissgrid, dont elle détient déjà 33 % (via Alpiq AG et Alpiq Suisse SA).

Alpiq a poursuivi son développement en Europe et en Suisse :

- 7 janvier 2011 : mise en service industriel du parc éolien jurassien de Peuchapatte, d'une puissance de 6,9 MW pour une production attendue de plus de 12 GWh ;
- 1er juillet 2011 : mise en service industriel du cycle combiné gaz de Bayet (Allier), d'une puissance de 408 MW pour une production attendue de plus de 1 550 GWh ;
- juillet 2011 : la société Nant de Drance SA, dont Alpiq détient 54 %, décide de porter la puissance des installations du projet de pompage turbinage de Nant de Drance de 600 à 900 MW ;
- octobre 2011 : Alpiq a décroché un contrat de 178 millions d'euros pour l'approvisionnement en électricité de l'administration publique du Nord de l'Italie (CONSIP).

Enfin, Alpiq a mis en service en 2011 l'extension du parc éolien bulgare Vetrocom d'une puissance additionnelle de 22,5 MW, portant ainsi la puissance de ce parc à 72,5 MW.

Suite aux événements de Fukushima, la confédération helvétique a décidé d'arrêter l'instruction des dossiers de construction de nouvelles centrales nucléaires. Alpiq a dû, en conséquence, passer en dépréciations

ses frais de développement d'un montant de 35 millions de francs suisses relatifs au projet de nouvelle centrale nucléaire dans le Niederamt.

6.3.3.1.5 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.

EDF International détient 25 % 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 le groupe EDF un pacte d'actionnaires qui donne à EDF des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. ESTAG est à la tête d'un groupe de sociétés autrichiennes intervenant dans les domaines de l'énergie, du traitement des déchets et des services associés. Centré sur la Styrie, le groupe ESTAG développe aussi ses activités dans les autres Länder autrichiens et dans certains pays voisins. Ses deux principales filiales sont Steweag-Steg, premier distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie, et Steierische Gas und Wärme (« STGW »), transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans la même région.

6.3.3.1.6 Allemagne

À la suite de l'accord signé le 6 décembre 2010 avec le Land du Bade-Wurtemberg, la participation de 45,01 % d'EDF dans EnBW a été cédée le 17 février 2011. Cette opération s'est traduite par le versement de 4,5 milliards d'euros à cette date, qui a complété l'acompte de 169 millions d'euros reçu le 16 décembre 2010. Au total, cette cession a désendetté le Groupe de 7,1 milliards d'euros en 2011. Concernant la demande d'arbitrage reçue par le groupe EDF le 22 février 2012, voir la section 20.5.3 (« Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2011 »).

EDF a racheté les participations minoritaires d'EnBW en Pologne (voir section 6.3.3.1.1.1 (« Pologne »)) début 2012 et conserve 50 % dans la société Rheinkraftwerke Iffezheim GmbH, qui détient et exploite la centrale hydroélectrique d'Iffeizheim sur le Rhin, côté allemand. Celle-ci dispose de quatre turbines d'une capacité installée totale de 110 MW. Une cinquième turbine de 38 MW est en cours de construction, dont la mise en service est prévue en 2012.

Après son désengagement d'EnBW, EDF veut rester présent sur le marché énergétique allemand. À cette fin, EDF a lancé une nouvelle société, EDF Deutschland GmbH, chargée d'examiner les opportunités de développement du Groupe en Allemagne. EDF Deutschland est également en charge des activités de représentation et de *lobbying* du Groupe en Allemagne.

EDF possède aussi un institut de recherche, l'*European Institute for Energy Research* (« EIfER »), qui est un centre de recherche sur les énergies de demain commun à EDF R&D et à l'université de Karlsruhe (« KIT »). EIfER est basé à Karlsruhe, dans le Sud de l'Allemagne, et emploie 110 chercheurs.

Le groupe EDF est aussi présent à travers ses filiales EDF Trading, qui approvisionne près de 20 % du marché du charbon d'importation à destination des centrales thermiques allemandes, EDF Gas Deutschland (158 millions de mètres cubes de stockage de gaz dans le Nord de l'Allemagne) et EDF Énergies Nouvelles, qui opère 7,6 MW de capacités éoliennes et intervient dans les prestations de services à l'éolien au travers de sa filiale REETEC.

EDF Trading a acquis en janvier 2012 100 % d'une entreprise allemande de production de granulés de bois, HPS (Holzkontor und Pelletierwerk Schwedt GmbH). Située à Schwedt-sur-l'Oder, à la frontière polonaise, HPS dispose d'une capacité de production de 120 000 tonnes par an. Par cette acquisition, EDF sécurise entre autres les approvisionnements en biomasse de certaines de ses centrales électriques en Grande-Bretagne et en Pologne.

Enfin, EDF détient une participation de 2,67 % dans Vereinigte-Saar-Elektrizitäts-AG (VSE), énergéticien de référence de la Sarre.

6.3.3.2 Espagne

Le groupe EDF détient au 31 décembre 2011 31,48 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano une centrale innovante au « charbon propre » d'une puissance brute de 320 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 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 2011, Elcogas a produit 1 393 GWh, dont 1 160 GWh en mode GICC. L'installation de Puertollano comprend maintenant un pilote de captage de CO_2 et de production d'H_2. Il s'agit du premier pilote au monde de taille industrielle associé à un GICC. D'une puissance de 14 MWth, le pilote peut traiter 2 % du gaz synthétique issu du gazéifieur et produire à l'heure 4,3 tonnes de CO_2 et 83 kilogrammes d'H_2. Il s'agit de captage en précombustion, en amont de la turbine à combustion, suivant le procédé d'absorption chimique aux amines activées.

Le Groupe est également présent en Espagne au travers de plusieurs sociétés du Groupe qui disposent de filiales espagnoles.

Fenice Iberica, société espagnole filiale à 100 % d'EDF Fenice SpA (voir section 6.3.2.2.1 (« Fenice »)), développe des activités de cogénération et des services d'efficacité énergétique. En 2010, Fenice Iberica a acquis 90 % du capital de Power Support, société espagnole spécialisée dans l'opération et la maintenance de centrales de cogénération et d'installations énergétiques. Cette opération a permis à Fenice Iberica de développer ses ventes en 2011 de 66 % par rapport à 2010, avec un chiffre d'affaires de 28,2 millions d'euros, et de devenir un des acteurs majeurs de la cogénération industrielle et des services énergétiques du marché espagnol.

EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles ») et EDF Trading à partir de sa plate-forme de *trading* de Londres (voir section 6.2.1.3 (« Optimisation amont/aval – *trading* ») sont également présents sur le marché espagnol.

6.3.3.3 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

6.3.3.3.1 Marchés nord-américains

6.3.3.3.1.1 États-Unis

Avec une production d'électricité totale de 4 125 TWh en 2010[1], les États-Unis constituent le plus grand marché énergétique au monde. D'après les études de l'*Energy Information Administration* (« EIA »), la demande d'électricité devrait augmenter de 0,8 % par an entre 2010 et 2035[2].

En 2010, le mix de production d'énergie des États-Unis était composé de 45 % de charbon, 24 % de gaz naturel, 20 % de nucléaire, 10 % d'énergies renouvelables et 1 % d'autres types d'énergie. En raison du développement du gaz de schiste sur le territoire, le gaz naturel a représenté la plus grosse part des nouvelles capacités obtenues en 2010. Selon l'EIA, les États-Unis espèrent devenir un exportateur net de gaz naturel liquéfié en 2016, un exportateur net de gazoducs en 2025 et un exportateur net de gaz naturel dans son ensemble en 2021.

Les défis à relever sont nombreux pour le secteur américain de l'électricité, qui doit effectuer des investissements considérables dans la production et le transport, dans un contexte de réglementation environnementale de plus en plus sévère.

Le besoin total d'investissement dans les infrastructures électriques devrait nécessiter des capitaux de l'ordre de 1 500 à 2 000 milliards de dollars américains d'ici 2030, et l'EIA estime que, dans un contexte de démantèlement de 39 GW de capacité existante, les besoins futurs attendus demanderont l'apport de 223 GW de capacité supplémentaire entre 2012 et 2035. 320 GW de capacités nouvelles ont été construits entre 1987 et 2007.

Afin de se conformer à des réglementations environnementales de plus en plus sévères, l'Agence américaine de protection de l'environnement (« EPA ») devrait publier dans les deux prochaines années une version finalisée des nouvelles réglementations majeures concernant les émissions de gaz à effet de serre, de particules, de mercure et de cendres de charbon, ainsi que l'impact environnemental des systèmes d'eau de refroidissement. L'entrée en vigueur des réglementations de l'EPA concernant les émissions de SO_x et NO_x, prévue pour janvier 2012, est actuellement retardée par des contentieux. Les projets de réduction des émissions de carbone, quant à eux, ne rencontrent pour le moment pas assez de soutien aux États-Unis pour aboutir à une réglementation en la matière.

L'accident de Fukushima en mars 2011 a fait naître un nouveau sentiment d'incertitude concernant le développement nucléaire aux États-Unis, bien que les conditions de sécurité des centrales nucléaires américaines aient été vérifiées par l'Autorité de sûreté nucléaire (voir section 6.3.3.3.2.1. (« Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) » – « Production et performance technique »)).

Les prix de l'énergie sont actuellement faibles en raison des prix bas du gaz naturel, qui résultent du développement récent d'une production accrue de gaz de schiste et d'un effondrement de la demande dû à la récession économique.

6.3.3.3.1.2 Canada

En 2010, la capacité de production installée et la production d'électricité du Canada s'élevaient respectivement à 130,5 GW et 589 TWh. La majeure partie de l'électricité produite dans le pays (58 %) provient de centrales hydrauliques. Les réseaux électriques du Canada et des États-Unis sont hautement intégrés. Le marché de l'électricité canadien est organisé par provinces et relativement fragmenté.

Il s'agit d'un marché réduit mais solide, dont la croissance est dirigée par les politiques provinciales en matière d'émissions de carbone et d'énergies renouvelables. L'Ontario et le Québec constituent les deux principaux marchés. La Colombie-Britannique devrait bientôt accueillir le prochain marché d'envergure en développement. Le Canada, par sa stabilité, compense l'évolution discontinue du marché des États-Unis. En Ontario, les politiques énergétiques se sont trouvées renforcées par l'élection du Parti libéral aux élections provinciales.

6.3.3.3.1.3 Mexique

Au Mexique, le système d'électricité publique dispose d'une capacité installée de 51,7 GW en 2009, pour une production brute de 235 TWh. Les parts du charbon et du gaz naturel dans le mix de production se sont inversées au cours de la dernière décennie : en 2009, la production publique d'électricité était composée à 52 % de gaz naturel (15 % en 1999), 17 % de pétrole (47 % en 1999), 11 % d'énergie hydraulique, 12 % de charbon, 4,5 % de nucléaire, 3,0 % d'énergie géothermique et éolienne et 0,5 % liés au diesel. Le principal acteur du marché est la Commission fédérale de l'électricité (CFE), une entreprise publique.

Les prix élevés de l'électricité pour les clients commerciaux et industriels, ainsi que les conditions favorables des prêts bancaires, rendent l'énergie éolienne compétitive, sans besoin de recourir à des subventions. Le gouvernement fédéral s'est donné comme objectif d'atteindre les 7,5 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'ici 2017. L'année 2011 devrait connaître une forte croissance de l'éolien au Mexique, grâce au développement de plusieurs projets de grande envergure dans la région d'Oaxaca. Le gain récent de 4 GW de capacité supplémentaire dans la région d'Oaxaca et les offres en cours en Basse-Californie et dans l'état de Taumalipas constituent des signes prometteurs pour le secteur.

6.3.3.3.2 Activités du groupe EDF en Amérique du Nord

Stratégie d'EDF aux États-Unis

La stratégie du groupe EDF se concentre sur les segments d'activité à forte valeur ajoutée aux États-Unis, et de manière plus générale en Amérique du Nord, avec pour objectif de renforcer les positions existantes, de tirer parti du savoir-faire et des ressources du Groupe, et d'encourager les performances financières.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :
- la production d'électricité d'origine nucléaire, par le biais de CENG, détenu à 49,99 %, qui gère l'exploitation de cinq centrales nucléaires aux États-Unis, avec une capacité installée totale de 4,1 GW, et d'UniStar, société contrôlée à 100 % par EDF, qui travaille sur de nouveaux développements dans le nucléaire ;
- les énergies renouvelables, notamment l'éolien et le solaire, principalement aux États-Unis (par le biais d'enXco, une filiale à 100 % d'EDF Énergies Nouvelles) et, dans une moindre mesure, au Canada et au

(1) Source : Energy Information Administration, Electric Power Annual, données actualisées en décembre 2011.
(2) Source : Energy Information Administration, Annual Energy Outlook early release, publié le 23 janvier 2012.

Mexique (par le biais d'EDF Énergies Nouvelles), où le Groupe dispose de 1,3 GW de capacité installée et gère 5 GW supplémentaires grâce à des contrats d'exploitation et maintenance (« O&M ») ;
- le transport et l'optimisation, à travers toute la chaîne de valeur, sur les marchés nord-américains de gaz et d'électricité par le biais d'EDF Trading North America.

L'effectif total du Groupe en Amérique du Nord s'élève à environ 3 600 salariés à fin 2011. Le groupe EDF dispose de plus de 3 GW de capacité installée et gère 23 GW de capacité installée supplémentaire à travers des services d'exploitation et maintenance ou d'optimisation auprès des tiers.

UniStar travaille sur le projet de nouveau site nucléaire Calvert Cliffs 3 dans l'État du Maryland, à partir de la technologie EPR. UniStar a récemment revu les coûts et les conditions de développement du projet afin de prendre en compte les conditions actuellement incertaines et défavorables du marché. La demande de licence de construction et d'exploitation pour le projet Nine Mile Point 3 d'UniStar (État de New York) a été déposée et acceptée pour étude par la NRC en décembre 2008. Le projet Pennsylvania Power & Light (« PPL ») prévu à Bell Bend en Pennsylvanie n'a pas été sélectionné par le *Department of Energy* pour l'obtention d'une garantie fédérale de prêt. PPL exploite deux centrales nucléaires (Susquehanna 1 et 2, en Pennsylvanie) ; toutefois, PPL utilise UniStar sous la forme d'un contrat de services pour établir la licence de construction et d'exploitation pour ce projet.

Au 31 décembre 2011, le groupe EDF détenait 7,2 % du capital de CEG. CEG est une entreprise basée à Baltimore, et figure au palmarès Fortune 500. CEG, qui détient 50,01 % de CENG par le biais d'une joint-venture créé avec EDF (49,99 %), est un fournisseur d'électricité, de gaz naturel et de produits et services énergétiques sur les marchés de gros et de détail. La société possède un parc diversifié d'unités de production aux États-Unis et au Canada, pour une capacité de production totale d'environ 11 751 MW à la fin de 2011. Elle assure la distribution d'électricité et de gaz naturel à travers sa filiale régulée du Maryland, la Baltimore Gas and Electric Company (BGE). Le chiffre d'affaires de CEG s'élevait à 13,7 milliards de dollars américains en 2011, soit une baisse de 4 % par rapport à l'année 2010. L'exercice 2011 s'est achevé sur une perte nette de 306 millions de dollars américains pour CEG.

Le 28 avril 2011, CEG a signé un accord de fusion avec Exelon Corporation (« Exelon »). La fusion a été approuvée par les autorités compétentes et est effective depuis le 12 mars 2012. À compter du 13 mars 2012, les actions de CEG ne sont plus traitées sur les places boursières de New York et Chicago, elles sont annulées et converties en actions Exelon.

6.3.3.3.2.1 Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le groupe EDF et CEG détiennent respectivement 49,99 % et 50,01 % de Constellation Energy Nuclear Group (CENG) depuis le 6 novembre 2009. Parallèlement aux flux de capitaux générés par CENG, la participation d'EDF dans CENG permet à EDF de compter parmi les acteurs du secteur nucléaire américain et d'échanger les meilleures pratiques.

Organisation et règles de gouvernance de CENG

Les groupes EDF et CEG ont conclu un accord, en date du 6 novembre 2009, régissant l'exploitation de CENG.

La gouvernance de CENG est assurée par un conseil d'administration composé de dix membres, dont cinq sont nommés par le groupe EDF, et cinq autres, dont le président, par CEG. La direction de CENG est conjointement assurée par CEG et le groupe EDF, à l'exception des questions liées à la sûreté, la sécurité et à la fiabilité des installations nucléaires et de la mise en conformité en matière de réglementation ou d'environnement, ainsi que de la nomination des hauts dirigeants, pour lesquelles CEG bénéficie d'un vote prépondérant lié à la désignation du président de CENG. Outre le président, le *Chief Nuclear Officer* et le *Chief Executive Officer* (Directeur Général) de CENG doivent également être de nationalité américaine. Le groupe EDF nomme le vice-président du conseil d'administration de CENG.

En application de l'accord d'exploitation, le conseil d'administration de CENG dispose de comités permanents d'audit, d'un comité permanent pour la sûreté nucléaire et l'exploitation, ainsi que d'un comité permanent de gouvernance et de rémunération, composés d'administrateurs nommés en nombre égal par CEG et par le groupe EDF.

En application de l'accord d'exploitation et sauf exceptions et conditions précisées, chacune des parties à cet accord peut transférer sa participation dans CENG à un tiers sous réserve d'un droit de premier refus de l'autre partie.

En outre, CENG sollicite CEG pour la fourniture de divers services administratifs. Le contrat en vigueur, qui expire le 31 décembre 2017, contient à la fois une partie fixe, sujette à une augmentation annuelle, et une partie variable basée sur la consommation.

Le 16 janvier 2012, Exelon, CEG, EDF et certaines de leurs filiales ont conclu un accord apportant un certain nombre de modifications au contrat d'exploitation de CENG. Les modifications apportées au contrat d'exploitation comprennent : l'obtention pour EDF du droit de nommer le directeur financier de CENG, des restrictions pour EDF et Exelon concernant le versement d'indemnités à certains dirigeants de CENG, l'obligation pour Exelon de ne pas débaucher d'employés de CENG et d'EDF pendant une période de deux ans à compter de la date de finalisation de la fusion, de répondre aux questions impliquant les relations de CENG avec les fournisseurs de biens et services d'Exelon susceptibles de modifier des dispositions du contrat d'exploitation relatives aux relations commerciales entre CENG et Exelon et enfin l'obtention pour EDF et CENG de certains droits d'audit pour valider l'application des dispositions du contrat d'exploitation. L'accord avec Exelon comporte également les modalités d'indexation des montants facturés par CEG et Exelon à CENG pour la fourniture de services d'assistance administrative.

Activités du parc nucléaire de CENG (production et exploitation d'électricité nucléaire)

L'activité nucléaire de CENG s'exerce dans un environnement réglementaire historiquement prévisible, sous le contrôle de la NRC américaine.

Capacité

CENG détient et exploite cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité. Les centrales, qui représentent une capacité totale de 4 055 MW, sont présentées dans le tableau ci-dessous. La durée des licences de toutes les unités de CENG a été prolongée de 40 à 60 ans.

Réacteurs	Localisation	Capacité *(en MW)*	% de détention	Capacité détenue en propre *(en MW)*
Calvert Cliffs 1	Calvert County (Maryland)	855	100	855
Calvert Cliffs 2	Calvert County (Maryland)	850	100	850
Nine Mile Point 1	Scriba (New York)	628	100	628
Nine Mile Point 2	Scriba (New York)	1 141	82	936
R.E. Ginna	Ontario (New York)	581	100	581
TOTAL		**4 055**		**3 850**

En décembre 2010, tous les sites nucléaires de CENG ont obtenu la certification ISO 14001 pour le Système de Gestion Environnementale. La production des centrales est gérée par la filiale de négoce de CEG, Constellation Energy Commodities Group (« CECG ») agissant comme agent pour le compte de CENG. CECG gère l'interface entre le marché et les gestionnaires de réseau de transport appropriés (PJM et NYISO).

Calvert Cliffs

CENG possède 100 % de l'unité 1 de Calvert Cliffs (855 MW) et de son unité 2 (850 MW). L'unité 1 a été mise en service en 1974 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2034. L'unité 2 a été mise en service en 1976 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2036. Ces deux unités sont équipées de réacteurs à eau pressurisée. La production de Calvert Cliffs est vendue à CECG et à EDF Trading North America.

Nine Mile Point

CENG possède 100 % de l'unité 1 de Nine Mile Point (628 MW) et 82 % de son unité 2 (soit 936 MW sur la totalité des 1 141 MW de cette unité). Les 18 % de l'unité 2 de Nine Mile Point non détenus par CENG appartiennent à Long Island Power Authority (LIPA). LIPA reçoit 18 % de la capacité et de l'énergie générée par l'unité Nine Mile Point 2, en contrepartie du paiement à CENG de sa quote-part des coûts attachés à cette unité, et est responsable de sa part de 18 % des coûts de démantèlement de cette unité. CENG et LIPA, chacune pour son compte, sont tenues d'apporter un financement propre pour Nine Mile Point 2. L'unité 1 a été mise en service en 1969 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2029. L'unité 2 a été mise en service en 1988 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2046. Ces deux unités sont équipées de réacteurs à eau pressurisée. La part de CENG dans la production de Nine Mile Point est vendue à CENG et à EDF Trading North America.

Parallèlement à l'achat de Nine Mile Point 2, CENG a conclu un accord de répartition des bénéfices (*Revenue Sharing Agreement,* ou « RSA »), d'une durée de 10 ans et relatif à chacune des unités, avec chacun des anciens propriétaires de Nine Mile Point 2. Le RSA, qui s'applique uniquement aux 82 % de Nine Mile Point 2 détenus par CENG, est entré en vigueur le 1er décembre 2011, à expiration des PPA de Nine Mile Point 2 en novembre 2011, et expirera en novembre 2021. En vertu des RSA, 80 % de la différence entre le prix de marché et un prix de référence défini dans le RSA sera rétrocédée aux anciens propriétaires. Les RSA sont liés à l'exploitation des unités (si la production n'est pas disponible dans la mesure où la centrale n'est pas en cours de fonctionnement, il n'existe aucune exigence de fourniture de production en provenance d'autres sources).

Ginna

CENG possède 100 % de la centrale nucléaire de Ginna. Cette centrale possède un réacteur de 581 MW, mis en service en 1970 et autorisé à fonctionner jusqu'en 2029. Il s'agit d'un réacteur à eau pressurisé. Jusqu'en 2014, CENG vendra 90 % de la production et de la capacité aux anciens propriétaires du site, en vertu d'un PPA lié aux unités. Les 10 % de la production restante sont vendus à CECG et à EDF Trading North America.

Production et performance technique

Les centrales de CENG ont produit 31,1 TWh d'électricité nucléaire en 2011(1).

	Production		Facteur de charge	
(En térawatts-heures)	2010	2011	2010	2011
Calvert Cliffs 1	6,7	7,6	90,0 %	100,9 %
Calvert Cliffs 2	7,2	6,8	97,2 %	91,7 %
Nine Mile Point 1	5,3	4,6	97,5 %	84,0 %
Nine Mile Point 2	7,3	7,8	89,7 %	95,4 %
R.E. Ginna	4,9	4,3	97,2 %	84,7 %

Les unités de Calvert Cliffs et Nine Mile Point fonctionnent avec un cycle de combustible de 24 mois, tandis que le site de Ginna fonctionne sur un cycle de 18 mois. Les centrales nucléaires de CENG ont eu un facteur de charge d'au moins 90 %. Leur performance technique est le résultat d'efforts soutenus visant à réduire la durée des mises à l'arrêt dues aux opérations de maintenance, en s'appuyant sur les meilleures pratiques d'ingénierie américaine et sur une analyse de la criticité des composants et des pièces de rechange, tout en tenant compte des enjeux liés à la sécurité et à la disponibilité.

(1) Sources : IAEA et rapport 10-K 2011 de CENG.

Sûreté nucléaire

La sûreté nucléaire constitue la première priorité des opérations de maintenance et d'exploitation des sites nucléaires de CENG. Le comité de pilotage, dirigé par le *Chief Nuclear Officer*, est chargé d'établir les règles de conduite et les processus nécessaires pour permettre à la société d'atteindre ses objectifs en matière de sécurité. Ces mesures visent à encourager les conduites exemplaires, la responsabilité personnelle, l'identification des problèmes et leur résolution, l'analyse des risques et la prise de décision appropriée, le tout afin de créer un environnement de travail sécurisé. Les centrales nucléaires de CENG sont conformes aux réglementations de la loi fédérale sur la qualité de l'eau *(Clean Water Act)*.

Combustible nucléaire

Approvisionnement en combustible nucléaire

L'approvisionnement en combustible des centrales nucléaires comprend :

- l'achat d'uranium (concentrés et hexafluorure d'uranium) ;
- la conversion de concentrés d'uranium en hexafluorure d'uranium ;
- l'enrichissement d'hexafluorure d'uranium ;
- la fabrication d'assemblages combustibles.

CENG a conclu des contrats à long terme pour l'achat, la conversion et l'enrichissement de combustible nucléaire, ainsi que pour la fabrication d'assemblages de barres de combustible. Ces engagements devraient lui permettre de disposer de quantités suffisantes pour satisfaire les besoins estimés pour les prochaines années. Ces contrats s'étalent de 2011 à 2028. Les marchés du combustible nucléaire sont concurrentiels et connaissent des prix parfois volatils, mais la direction du Groupe ne pense pas rencontrer de problème pour satisfaire ses besoins d'approvisionnement futurs.

Stockage du combustible nucléaire usé – installations fédérales

Dans le *Nuclear Waste Policy Act* (« NWPA ») de 1982, il était demandé au gouvernement fédéral de développer, par l'intermédiaire du *Department of Energy* (« DoE »), l'aménagement d'un entreposage destiné à recueillir le combustible usé et les déchets hautement radioactifs. Conformément au NWPA et aux contrats types conclus avec entre CENG et le DoE, CENG est tenu de verser au DoE une part d'un millième (0,001 dollar américain) par kilowatt-heure de sa production nette d'énergie nucléaire, afin de payer les coûts des déchets hautement radioactifs (la « taxe DoE »). Cette charge est enregistrée comme « taxe DoE d'entreposage des déchets nucléaires ». Cependant, bien que le NWPA et les contrats conclus entre CENG et le DoE mentionnent que le DoE aurait dû prendre en charge les déchets hautement radioactifs au plus tard le 31 janvier 1998, cette échéance n'a pas été respectée. Le retard du DoE a contraint CENG à prendre de nouvelles mesures assorties de coûts supplémentaires pour organiser et entretenir des dispositifs d'entreposage du combustible usé sur place au sein de ses trois sites nucléaires. CENG a installé ou prévoit d'installer des installations indépendantes d'entreposage du combustible usé (« ISFSI ») sur chacun de ses sites.

Chacune des filiales de CENG qui gèrent une centrale a déposé des plaintes contre le gouvernement fédéral suite aux dommages causés par les retards du DoE. En 2011, CENG a conclu des accords de règlement concernant les sites de Calvert Cliffs et Ginna, en vertu desquels le gouvernement accepte de rembourser CENG des coûts d'entreposage des déchets hautement radioactifs engagés ou à engager d'ici 2013 en raison des retards du DoE. Chacun des accords de règlement fixe un montant initial de remboursement (le premier a été versé en 2011 et l'autre sera versé en 2012) ainsi qu'un dispositif de remboursement pour les années suivantes. La première réclamation annuelle subséquente pour chaque accord de règlement a été soumise en 2011. CENG et le gouvernement ont décidé mutuellement que ces accords pouvaient être étendus afin de couvrir les coûts engagés après l'année 2013. En lien avec ces accords, CENG a retiré les plaintes déposées contre le gouvernement pour ces deux sites, et accepte de renoncer indéfiniment aux éventuels droits de déduction de créances auprès du DoE pour ces deux sites. Les accords de règlement ne couvrent pas les coûts qui seront engagés après le terme de l'accord (actuellement 2013) et ne dégagent pas le DoE de son obligation de récupération et de prise en charge des déchets.

La réclamation liée au site de Nine Mile Point est actuellement suspendue, en raison de contentieux et de négociations relatives à d'autres affaires liées. Toutefois, Nine Mile Point a conclu un accord avec le DoE qui garantit à Nine Mile Point des conditions générales d'accord de règlement (dont le montant de règlement reste à déterminer) sensiblement similaires aux conditions générales des sites de Calvert Cliffs et Ginna.

Lors de l'achat du site de Ginna, l'ancien propriétaire a accepté de conserver l'obligation de verser au DoE un paiement unique pour la période précédant l'achat de la centrale par CEG. En conséquence, CEG a décidé que les dix premiers millions de dollars américains reçus en dédommagement du DoE pour le site de Ginna seraient reversés à cet ancien propriétaire. Dans le cadre de l'acquisition par EDF des parts de CENG, EDF et CEG ont décidé que tous les dommages et intérêts versés par le DoE, autres que ceux liés à cette créance envers l'ancien propriétaire du site Ginna, concernant des coûts engagés par chaque site avant la date d'acquisition de CENG par EDF, seraient payés à CEG, soit directement par le Gouvernement, soit indirectement par CENG. Tous les autres montants reçus par le DoE en remboursement des dommages appartiennent à CENG.

Stockage du combustible nucléaire usé – installations sur site

La NRC a accordé à Calvert Cliffs une licence pour exploiter sur site une installation de stockage indépendante de combustible usé jusqu'en 2012. Le site ainsi que l'installation de stockage indépendante installés à ce jour disposent d'une capacité de stockage suffisante pour recueillir le contenu intégral du cœur jusqu'en 2015. Calvert Cliffs prépare actuellement le renouvellement de la licence de son unité de stockage indépendante et l'augmentation de sa capacité de façon à pouvoir poursuivre les opérations jusqu'en 2036.

L'installation d'une unité de stockage indépendante de combustible sur le site de Gina a été terminée en 2010.

L'installation de stockage de Nine Mile Point devrait être terminée en 2012. D'ici là, la centrale de Nine Mile Point dispose d'une capacité de stockage suffisante jusqu'à la date de mise en route de cette nouvelle unité de stockage indépendante.

Coût de démantèlement des installations nucléaires

CENG a l'obligation de démanteler ses centrales nucléaires à la fin de leur période d'exploitation. Conformément à la réglementation de la NRC et aux conditions imposées par les États concernés, CENG a mis en place des fonds exclusivement destinés à couvrir les coûts de démantèlement des centrales. Le comité d'investissement de CENG établit la stratégie générale d'investissement relative à ces fonds, y compris l'allocation des actifs parmi les catégories d'investissement.

Les activités de démantèlement, qui devraient se dérouler sur une période d'environ soixante ans après la fin de la période d'activité des centrales, se termineront dans la décennie 2080. Si le rendement attendu des actifs de couverture est plus bas que prévu, ou si les coûts ou délais de démantèlement sont modifiés, CENG devra apporter des fonds supplémentaires, ce qui pourrait avoir un effet négatif sur les résultats financiers et les liquidités de CENG. Aucun versement n'a été fait dans ces fonds au cours des exercices clos le 31 décembre 2009, 2010 et 2011. Les seuls décaissements effectués par les fonds de couverture l'ont été au titre des dépenses admissibles en cours, telles que les taxes, les frais de fiducie et les frais de gestion de ces fonds.

La NRC exige que tous les deux ans, ou plus fréquemment si nécessaire, les entreprises américaines qui produisent de l'électricité d'origine nucléaire fournissent un rapport sur l'état des fonds et une assurance raisonnable qu'ils seront disponibles lors du démantèlement de leurs sites. Si un déficit de financement était constaté, la NRC pourrait exiger une garantie financière supplémentaire sous forme de versements complémentaires aux fonds de couverture, de lettres de crédit, ou de garanties des membres. Le dernier rapport a été déposé par CENG au mois de mars 2011, et aucune garantie financière supplémentaire n'a été requise par la NRC.

Au 31 décembre 2011, la valeur de marché du fonds de couverture destiné au démantèlement des centrales nucléaires atteignait 1,4 milliard de dollars américains.

6.3.3.3.2.2 EDF Trading North America

EDF Trading est l'un des leaders mondiaux sur les marchés de l'électricité, du gaz, du charbon, du fret et des produits environnementaux. Il constitue l'un des principaux acheteurs de crédits carbone auprès des projets CDM internationaux, et possède l'un des portefeuilles les plus aboutis du marché. EDF Trading est l'un des plus gros fournisseurs de services de marché aux secteurs de l'énergie et du gaz de gros en Amérique du Nord, avec une capacité de production de 18 GW sous gestion. Il assure également le transport d'environ 7,5 milliards de pieds cube de gaz par jour. La société participe activement à l'achat et à la vente de certificats d'énergies renouvelables et de biogaz aux États-Unis, sur les marchés primaires et les marchés dérivés. L'entreprise est également leader sur le marché international du charbon, avec des contrats d'exploitation de terminaux charbonniers et de transport ferroviaire et fluvial à long terme pour ses exportations vers la côte est et le golfe du Mexique.

EDF Trading North America est présent sur les quatre marchés suivants en Amérique du Nord : électricité, produits environnementaux, gaz, charbon et fret.

Marchés nord-américains de l'énergie

Forte de son accès aux marchés de gros de l'énergie, EDF Trading ajoute de la valeur aux actifs détenus ou exploités par les sociétés du groupe EDF, mais aussi par des clients externes. Elle est un acteur principal sur les marchés de gros d'électricité en Europe et en Amérique du Nord. En Amérique du Nord, EDF Trading est un acteur important sur le marché de l'électricité et constitue, aux États-Unis, l'un des principaux prestataires de services de gestion d'énergie pour les producteurs d'énergie. Elle fournit notamment des services d'expédition, de planification, de provenance, de gestion des combustibles et de gestion des risques ainsi que de tarification nodale, et participe à tous les plus grands *hubs* d'électricité en Amérique du Nord. En 2011, EDF Trading a poursuivi la consolidation de sa base d'actifs et a acquis sa première centrale CCG de pointe aux États-Unis. Elle a également élargi ses services de gestion d'énergie à différents États américains. Elle gère actuellement un volume de production de quelque 18 GW. EDF Trading a étroitement collaboré avec le groupe EDF pour mettre en place un nouveau protocole de couverture post-2014 pour ses actifs nucléaires américains.

Marchés nord-américains des produits environnementaux

La société est très active sur les marchés des certificats d'énergies renouvelables, du biogaz, des émissions et des dérivés climatiques aux États-Unis. En 2011, elle a conclu sa première transaction de biogaz aux États-Unis et son premier contrat de produits dérivés climatiques à base de précipitations atmosphériques. Elle a également coopéré avec la société américaine enXco, filiale du groupe EDF, dans le cadre de différentes opportunités de développement commercial.

Marchés nord-américains du gaz

EDF Trading est l'un des leaders des marchés de gros mondiaux de gaz et de GNL, et opère à très grande échelle géographique. En 2011, la société a signé plusieurs accords de fourniture aux États-Unis, et créé une nouvelle activité de production gazière. Elle a également signé un préaccord avec GMX Resources pour le paiement d'une production représentant environ 14,8 milliards de pieds cube de gaz naturel américain.

Marchés nord-américains du charbon et du fret

EDF Trading est un acteur de premier plan sur les marchés physiques et financiers mondiaux du charbon. EDF Trading présente une activité fret et charbon pleinement intégrée, avec de multiples sources d'approvisionnement dans le monde entier, notamment en Afrique du Sud, en Asie, aux États-Unis et en Europe de l'Est. La Société est en mesure d'obtenir, stocker, mélanger, livrer et négocier le charbon et assure une gestion complète de la chaîne d'approvisionnement, depuis le port de chargement jusqu'aux portes de la centrale. Aux États-Unis, elle a poursuivi le développement de ses activités sur le marché intérieur.

6.3.3.3.2.3 EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord

États-Unis

Le groupe est présent aux États-Unis à travers enXco, filiale à 100 % d'EDF Énergies Nouvelles et producteur indépendant d'énergies renouvelables. EDF Énergies Nouvelles détient 1 337,4 MW au 31 décembre 2011 de capacité éolienne, solaire et de biogaz aux États-Unis, et fournit des services d'exploitation et de maintenance éolienne et solaire à des tiers. En 2011, enXco a mis en service les parcs éoliens de Lakefield, au Minnesota (205,5 MW), et Shiloh 3, en Californie (102,5 MW), respectivement en 2011 et janvier 2012. La construction d'un parc éolien de 140 MW a également été lancée en Californie. En outre, enXco a acquis le site éolien de Chestnut Flat, en Pennsylvanie, d'une capacité de 38 MW.

Le développement de projets d'énergie solaire s'est également poursuivi, avec la signature d'un contrat d'achat d'électricité sur 25 ans pour le projet Catalina de 130 MWc situé en Californie, dont la mise en service est prévue pour 2012 et 2013. Un autre accord d'achat d'électricité a également été signé avec l'Autorité des énergies marines pour 31 MWc en 2011.

Dans le cadre de son activité d'exploitation et de maintenance, enXco gère plus de 5 000 turbines pour son propre compte et celui de tiers, pour une capacité totale de plus de 5 GW au 31 décembre 2011.

Canada

En 2008, EDF Énergies Nouvelles a remporté un appel d'offres lancé par HydroQuébec pour la construction de cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 954 MW au Québec. Trois de ces projets d'une capacité de 380 MW sont en cours de construction pour une mise en service prévue en 2012. La deuxième phase d'un de ces projets, Lac-Alfred, d'une capacité prévue de 150 MW, sera achevée en 2013.

Deux autres projets d'une capacité totale de 49,2 MW, élaborés à la suite d'un autre appel d'offres d'HydroQuébec remporté en décembre 2010, sont également en cours de développement.

EDF Énergies Nouvelles a également développé un portefeuille de projets solaires photovoltaïques en Ontario. La centrale Saint-Isidore B, d'une capacité de 11,8 MWc, a été mise en service en 2011, portant la capacité totale installée à 70,5 MWc au 31 décembre 2011.

Mexique

Au Mexique, pays au potentiel de développement éolien considérable, EDF Énergies Nouvelles a construit et mis en service le parc éolien de La Ventosa en 2010. Ce site de 67,5 MW est situé dans la région très venteuse d'Oaxaca, au sud du Mexique.

Au cours de l'année 2011, EDF EN a obtenu auprès d'Eolia Renovables de Inversiones deux projets d'énergie éolienne en cours de développement, pour une capacité totale de 324 MW, tous deux également situés à Oaxaca. La construction d'un des deux projets (164 MW) a débuté fin 2011, et devrait être achevée en 2012. L'autre projet devrait être lancé en 2012 et achevé en 2013.

6.3.3.4 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF conduites par la Direction Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement de l'Asie du Sud-Est et de l'Asie du Sud.

L'investissement dans le secteur de la production électrique en Asie, notamment en Chine, constitue un enjeu industriel pour le groupe EDF. Dans le nucléaire, en complément du projet de construction et d'exploitation de deux réacteurs de type EPR, les nouveaux projets dans cette zone doivent apporter au Groupe l'accès aux innovations technologiques, et lui permettre dans le même temps de valoriser son savoir-faire industriel. L'objectif d'EDF est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale pour le programme nucléaire mondial, pour l'équipement de pays émergents et dans la perspective du renouvellement du parc français.

6.3.3.4.1 Activités du groupe EDF en Chine

Présent depuis près de 30 ans en Chine au travers de prestations de conseil dans les domaines nucléaire, thermique et hydraulique, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité par ses participations dans des centrales thermiques au charbon d'une puissance totale installée de 4 980 MW. Avec le projet de Taishan phase I (2 × 1 750 MW), EDF est devenu investisseur dans un projet de production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire de type EPR en Chine. Par ailleurs, EDF développe des partenariats lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, le thermique charbon le plus avancé sur le plan technologique, l'hydraulique, la distribution et les énergies renouvelables dont l'éolien.

Activités dans la production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay et Ling Ao

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (2 réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté le groupe chinois China Guangdong Nuclear Power Holding Co., Ltd (CGNPC) pour la construction des deux tranches de la centrale de Ling Ao phase I (2 × 1 000 MW), mises en service respectivement en 2002 et 2003, EDF apporte aujourd'hui une assistance à la société Daya Bay Nuclear Operation and Maintenance Co. Ltd dans le domaine de l'exploitation. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leurs mises en service constituent une des principales références du Groupe en Chine.

EDF intervient aussi en assistance à la filiale de CGNPC, China Nuclear Power Engineering Company Ltd (CNPEC) sur le projet Ling Ao phase II, qui consiste à construire deux nouvelles tranches de 1 000 MW sur ce site. Les deux unités de Ling Ao phase II ont été mises en service respectivement en septembre 2010 et en août 2011.

Au 31 décembre 2011, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province du Guangdong. La durée de la société est fixée à 50 ans, soit la durée maximale autorisée à ce jour pour une joint-venture dans le nucléaire en Chine. Par cette opération, le Groupe est pour la première fois investisseur dans la production nucléaire dans ce pays.

Deux ans après le coulage du premier béton de l'unité 1 pour la construction de l'îlot nucléaire en octobre 2009, la pose du dôme du bâtiment réacteur a été réalisée avec succès le 23 octobre 2011. Le succès du projet reposera sur la complémentarité des compétences des groupes EDF et CGNPC. La mise en service de la première unité devrait intervenir en 2014 et la seconde en 2015.

Accords de partenariat

L'accord de partenariat global entre EDF et CGNPC signé en 2007 a été complété par un protocole d'accord sur la mise en œuvre de ce partenariat signé le 29 avril 2010. Pour ce faire, EDF met en place un bureau basé à Shenzhen, au plus près de son partenaire chinois.

EDF a par ailleurs conclu le 29 avril 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC) visant à favoriser une coopération sur la gestion d'entreprise et sur certains domaines techniques.

Activités dans la production d'électricité thermique charbon

EDF est présent dans la production d'électricité thermique à partir de charbon en Chine depuis le 3 septembre 1997, date de signature et d'approbation par le gouvernement du Guangxi du contrat de concession de la centrale de Laibin B.

French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (Figlec).

Au 31 décembre 2011, EDF possède 100 % de French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (Figlec), la société propriétaire de la centrale de Laibin B (2 × 360 MW de puissance installée), dans la province du Guangxi, 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 doit être contractuellement transférée au gouvernement du Guangxi en 2015.

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Au 31 décembre 2011, le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon dans la province du Shandong, d'une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont des sociétés chinoises dont le groupe Guodian et l'électricien hongkongais CLP. Ces centrales ont été mises en service progressivement entre 1987 et 2004.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Au 31 décembre 2011, le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 (province du Henan), mise en service en 2007, d'une capacité installée de 2 × 600 MW, de technologie dite « charbon supercritique ». Cette prise de participation s'est effectuée via une joint-venture dont la durée de vie a été fixée jusqu'à 2039 par les autorités chinoises. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang, majoritaire dans DSPC.

Nouveaux projets

Le Groupe étudie avec des opérateurs de production d'électricité chinois l'opportunité d'éventuelles participations dans de nouvelles centrales au charbon de technologie avancée dite « supercritique » ou « ultra-supercritique » et, éventuellement, dans des projets mettant en œuvre des solutions de capture et stockage de CO_2 (CCS).

Activités dans le secteur du gaz

Beijing United Gas Engineering & Technology Company (« Buget »)

Au 31 décembre 2011, EDF possède 20 % des parts de Buget, société de conception, de construction et de conseil dans le domaine de la distribution du gaz. Beijing Gas Group (BGG) est majoritaire dans la société. L'échéance de la société commune est fixée à 2014.

Activités dans la production d'électricité hydraulique

Présente depuis 1985 dans ce domaine, EDF est un acteur reconnu. Le Groupe est intervenu comme consultant sur plusieurs ouvrages installés en Chine et examine à nouveau les opportunités d'investissement ou d'offres de service qui répondraient à un besoin de la partie chinoise, qui développe un ambitieux programme hydraulique.

6.3.3.4.2 Activités du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud est centrée sur le développement du secteur électrique de la zone du « Grand Mékong », dont la Thaïlande et le Vietnam sont les moteurs économiques, et qui offre des opportunités de type *Independent Power Plants* (IPP), comme le complexe de Nam Theun 2 au Laos et le cycle combiné gaz de Phu My 2.2 au Vietnam. EDF manifeste également son intérêt pour des projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production, principalement thermique et hydraulique.

6.3.3.4.2.1 Vietnam

Au 31 décembre 2011, 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 *(Independent Power Plant)* à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Les autres actionnaires sont les filiales internationales des compagnies japonaises Sumitomo Corporation (28,125 %) et Tokyo Electric Power Company, Inc. (« Tepco ») (15,625 %). Le contrat BOT *(Built, Operate, Transfer)* a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison clés en main de la centrale, et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

Dans le cadre d'un appel d'offres international, le 28 juillet 2011, EDF a déposé une offre pour le développement, le financement, la construction et l'exploitation pendant 25 ans de la centrale charbon 2× 560 MW de Nghi Son 2 au Nord du Vietnam, utilisant les meilleures technologies « supercritiques » disponibles au Vietnam et valorisant ainsi son savoir-faire industriel.

EDF a également manifesté son intérêt pour le développement de centrales cycle combiné gaz sur le site d'Omon au Sud du Vietnam.

6.3.3.4.2.2 Laos

Au 31 décembre 2011, le groupe EDF détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2, d'une puissance installée de 1 070 MW, construite par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main ». Les autres actionnaires sont une société thaïlandaise, EGCO (Energy Generating Company) à hauteur de 35 % et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos. L'électricité produite est vendue à la Thaïlande pour 95 % et au Laos pour 5 %.

Après la mise en service commerciale de l'ensemble du complexe hydroélectrique le 30 avril 2010 et l'obtention, le 3 décembre 2010, de la non-objection au certificat d'achèvement, délivrée par le gouvernement du Laos, et confirmant que le projet avait rempli à cette date ses obligations contractuelles en matières environnementale et sociale et également en termes de performance, la société NTPC a également, le 12 juillet 2011, rempli ses obligations contractuelles avec ses prêteurs pour la phase de construction, avec la déclaration de l'*Equity Release Date*. L'atteinte de cette étape clé a entraîné l'arrêt des recours possibles des prêteurs envers les actionnaires, et le paiement des premiers dividendes par NTPC à ses actionnaires.

6.3.3.4.2.3 Activités dans la production d'électricité hydraulique

Le groupe EDF intervient comme consultant dans le cadre des études de projets hydroélectriques en Papouasie - Nouvelle-Guinée.

Le groupe EDF a également exprimé son intérêt pour participer aux études et au développement de projets hydroélectriques au Népal.

6.3.3.5 Amérique latine, Afrique et Moyen-Orient

En Amérique latine, le groupe EDF est présent sur le marché brésilien.

En Afrique et au Moyen-Orient, le Groupe entend développer des modes d'intervention, variables selon les zones géographiques, en tant qu'axe de croissance dans les nouveaux marchés des pays à forte croissance. Par ailleurs, il poursuit ses interventions au titre de l'accès à l'énergie.

6.3.3.5.1 Brésil

Le groupe EDF détient 90 % de UTE Norte Fluminense, société qui a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale à cycle combiné gaz de Norte Fluminense, d'une puissance installée de 869 MW et située à Macaé, dans l'État de Rio de Janeiro. UTE Norte-Fluminense vend

725 MW à Light aux termes d'un P*ower Purchase Agreement* (« PPA ») d'une durée de 20 ans. Le solde est vendu sur le marché libre de l'électricité. UTE Norte-Fluminense a vendu 6 975 GWh en 2011.

Le 27 juin 2011, UTE Norte Fluminense a inauguré sa première usine solaire dans le pays, à Macaé, constituée de 1 764 modules plaques photovoltaïques, qui permettra une réduction d'environ 170 tonnes de CO_2 par an. EDF projette la mise en place d'autres projets de production solaire au Brésil.

Dans une optique de positionnement sur le long terme, EDF a signé, le 23 décembre 2008, avec les sociétés brésiliennes Eletrobras et Eletronuclear, un accord de coopération dans les domaines hydraulique et nucléaire d'une durée de cinq ans. L'accord définit les conditions pour mener en commun les études de faisabilité d'un nouveau projet hydroélectrique dans l'État de Para au Brésil (complexe de cinq ouvrages hydroélectriques sur la rivière Tapajos, en Amazonie, d'une capacité totale d'environ 10 682 MW) et organiser le partage d'expériences et de bonnes pratiques concernant le déploiement du nouveau programme électronucléaire brésilien.

Le 17 juillet 2009, un accord de coopération technique *(Technical Cooperation Agreement)* a été signé entre EDF, Eletrobras, Eletronorte et Camargo Correa, qui organise les activités d'études de faisabilité technique, économique et environnementale du complexe hydroélectrique de Tapajos. De manière spécifique, l'accord établit l'organisation, la répartition des rôles et des responsabilités entre les parties, et le calendrier pour chacun des cinq ouvrages, jusqu'à l'obtention des licences préliminaires avant la mise aux enchères publiques.

Le Brésil sera le pays organisateur de la prochaine Coupe du monde de Football en 2014 et des Jeux olympiques à Rio en 2016. Dans le cadre de la préparation de ces grands événements sportifs, EDF et Eletrobras ont signé le 22 juillet 2010 un nouvel accord de coopération pour la préparation et la mise en œuvre conjointe de services dans les domaines de l'efficacité énergétique.

6.3.3.5.2 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, qui passerait de 44 à 89 GW d'ici 2030, dont une part significative devrait être confiée au nucléaire. Le gouvernement sud-africain maintient sa volonté d'avoir recours au nucléaire dans son futur bouquet énergétique. D'après le plan directeur énergie du pays dont la version finale a été promulguée par le Ministre de l'Énergie quelques jours après l'accident de Fukushima, 9,6 GW d'énergie électronucléaire devraient être mis en service entre 2023 et 2030. La répartition visée à l'horizon de 2030 sera ainsi la suivante : charbon (46 %), gaz (11 %), STEP[1] (3 %), hydraulique (5 %), nucléaire (13 %), éolien (10 %), solaire (11 %) et autres (1 %).

Dans le domaine du nucléaire, le ministère de l'Énergie a annoncé un retard dans la relance du programme nucléaire et requiert une technologie présentant un niveau de sûreté le plus élevé possible. Par ailleurs, un comité interministériel pour la relance de ce programme a été mis en place fin 2011 où l'ensemble des ministères concernés (DoE, DPE, NT, DTI) sont représentés, l'objectif étant une meilleure coordination en amont de l'appel d'offres qui sera lancé.

Le ministère de l'Énergie a, par ailleurs, lancé officiellement un appel d'offres dans le domaine des énergies renouvelables (solaire et éolien) pour la région du Cap. EDF EN répondra à cet appel d'offres dont la deuxième phase est fixée au 5 mars 2012.

Dans le domaine de l'énergie thermique et des énergies renouvelables, un protocole d'accord pour la création d'un institut de formation d'ingénieurs sud-africains, l'EPPEI *(Eskom Power Plant Engineering Institute)* entre Eskom et EDF a été signé le 2 mars 2011. Dans un premier temps, les cours suivis par les futurs ingénieurs porteront sur le domaine de la production, puis l'EPPEI prévoit un élargissement futur de son programme pédagogique aux techniques de distribution et du transport d'électricité. La rentrée de l'EPPEI a vu 45 étudiants, et la cible annuelle est de 60 ingénieurs par an, qui devront travailler pour Eskom à l'issue de leur formation, au moins sur une durée équivalente à la durée de leur formation. Au-delà de sa contribution au développement de compétences techniques dans le domaine de l'énergie, EPPEI vise aussi une harmonisation du niveau d'enseignement entre les standards européens et sud-africains.

6.3.3.5.3 Maroc

EDF et l'Office national de l'électricité marocain (« ONE ») ont signé le 11 janvier 2012 à Rabat un accord général de coopération portant sur neuf thèmes d'intérêt commun. L'ambition des deux opérateurs est ainsi de mettre en place et faire fructifier un partenariat robuste et durable dans l'ensemble des domaines de la chaîne de valeur, et notamment la production hydraulique et thermique ainsi que les énergies renouvelables. L'optimisation amont/aval, la formation et la coopération régionale font également partie des champs de travail retenus.

6.3.3.5.4 Moyen-Orient

La Direction Production Ingénierie Thermique avec le Centre d'ingénierie système transport (« CIST ») exerce de l'ingénierie et de la consultance dans la réalisation d'ouvrages de transport, de *dispatchings* et d'études de réseaux aux Émirats arabes unis avec sa succursale d'Abu-Dhabi. Avec la filiale EDF KSA, ouverte en 2011, le CIST et le CIT vont offrir, dès 2012, en Arabie Saoudite des prestations d'ingénierie dans les domaines du transport et du thermique à flamme.

6.3.3.5.5 Sénégal

La crise très grave traversée par le secteur électrique sénégalais a conduit le gouvernement de ce pays à demander à EDF de l'appuyer dans le diagnostic de la situation et dans la définition d'un plan d'urgence visant à rétablir durablement la qualité du service.

EDF intervient donc depuis 2010 dans le cadre d'un accord de coopération signé le 17 décembre 2010 qui porte sur tous les volets de l'activité du secteur : production, distribution et commercialisation.

L'intervention d'EDF porte prioritairement sur la réhabilitation du parc de production de la Sénélec, ce qui permettra de limiter l'utilisation des groupes de production les moins performants.

EDF appuie aussi le Sénégal dans la définition et la mise en œuvre d'une politique de gestion de la demande en électricité.

(1) Station de transfert d'énergie par pompage, définie à la section 6.2.1.1.4.1 (« Le parc de production hydraulique d'EDF »).

6.3.3.5.6 Mission Accès à l'énergie

Depuis 2001, le Groupe développe un programme d'accès à l'énergie dans les pays en développement. Dans les zones rurales souvent éloignées des réseaux électriques, le programme intervient par la création de sociétés de services énergétiques, alimentant les familles mais aussi les activités économiques et administratives telles que l'éducation, la santé, etc. (Maroc, Mali, Afrique du Sud). À fin 2011, six sociétés de ce type ont été créées dans cinq pays (Mali, Maroc, Afrique du Sud, Botswana et Sénégal). Environ 410 000 personnes bénéficient des services énergétiques de ces sociétés.

Dans toutes ces opérations, EDF intervient en partenariat avec d'autres acteurs industriels tels que Total, Tenesol, Nuon, Fres Calulo, BPC ou Matforce et associe désormais de manière systématique des acteurs locaux susceptibles de prendre le relais lorsque les conditions d'une exploitation rentable et durable sont réunies.

En Afrique du Sud, EDF détient à ce jour une participation de 50 % dans la société KES (Kwazulu Energy Services). En juin 2009, un opérateur local, Calulo, est entré au capital de KES à hauteur de 15 %. Le solde de 35 % est détenu par Total. Créée en 2002, la société KES a initialement développé ses activités via des kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Natal. Depuis 2007, KES étend son activité à l'Eastern Cape. À fin 2011, KES alimente en énergie électrique, mais aussi en gaz domestique, environ 109 000 personnes pour un objectif de 270 000 dans les 3 à 4 années sur les deux provinces.

Au Botswana, EDF a été choisi par BPC, l'opérateur électricien national, pour l'accompagner en tant que partenaire stratégique dans la mise en œuvre de son programme d'électrification décentralisée par systèmes essentiellement photovoltaïques sur l'ensemble du territoire. C'est ainsi qu'en juillet 2010 EDF est entré à 45 % dans une filiale commune avec BPC. Cette entreprise locale, BPC Lesedi, est chargée de déployer le programme, avec un objectif de 300 000 à 400 000 personnes d'ici cinq ans, en s'appuyant sur un réseau de franchisés.

Au Sénégal, EDF est actionnaire de la société ERA à hauteur de 70 %, accompagné de son partenaire Matforce. ERA est opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, qui doit démarrer son activité au début de l'année 2012 avec un objectif de 180 000 personnes d'ici 3 ans.

6.4 Autres activités et fonctions transverses

6.4.1 Autres activités

6.4.1.1 Optimisation *trading* Groupe

6.4.1.1.1 Rôles et missions de la division Commerce Optimisation Trading Groupe

Afin de renforcer les coopérations entre les entités du Groupe dans les métiers Commerce, Optimisation et *Trading*, une nouvelle division appelée « Commerce Optimisation Trading Groupe » (« COT ») a été créée au début de l'année 2012. Ses missions sont les suivantes :

- animer le partage des bonnes pratiques dans les métiers Commerce, Optimisation et *Trading* et identifier les synergies éventuelles ;
- regrouper certaines compétences spécifiques à une maille européenne, et plus particulièrement l'analyse des fondamentaux des marchés de l'énergie en Europe ;
- héberger les activités de structuration du portefeuille gaz et de ventes aux grands comptes européens du groupe EDF.

Tout en renforçant l'intégration des différentes entités géographiques dans les métiers concernés, le groupe EDF maintient une décentralisation et une responsabilisation des entités géographiques sur leurs résultats.

Dans le domaine de l'électricité, chaque entité pays est responsable de l'optimisation de son portefeuille amont/aval. Les coopérations entre les optimiseurs nationaux et EDF Trading seront toutefois renforcées, afin de tirer un bénéfice plus fort des compétences d'EDF Trading. La nouvelle division a pour mission de faciliter le renforcement de cette intégration, ainsi que d'identifier et diffuser les bonnes pratiques entre entités géographiques dans le domaine de l'optimisation. Elle a également des compétences d'analyse : analyse des fondamentaux des marchés énergies en Europe, production de scénarios de long terme de ces fondamentaux et caractérisation du profil de risque électricité du portefeuille consolidé du Groupe.

En intégrant l'activité de structuration gaz créée en 2010, la division COT a vocation à centraliser dans son portefeuille les actifs gaziers dont le Groupe a le contrôle, afin d'en permettre l'optimisation européenne par EDF Trading. Ainsi, l'ensemble des contrats long terme d'approvisionnement et le portefeuille d'actifs logistiques des différentes entités et filiales contrôlées du Groupe sont progressivement transférés à l'entité de structuration. Cette entité dispose d'un cadre de délégation de gestion de risques conforme à la politique de Risques Groupe, et couvre en particulier ses risques marché via des transactions auprès d'EDF Trading, interface marché unique des entités locales et filiales. Cette entité est également en charge de piloter le processus de structuration des actifs gaziers du Groupe : elle agrège les besoins en gaz des différentes entités du Groupe sur le moyen et long terme, que ce soit pour la vente au client final ou pour la production d'électricité. Puis elle construit une structure cible pour le portefeuille (contrats, actifs physiques, capacités de transport, etc.) permettant de répondre à ces besoins dans les meilleures conditions économiques. Cette structure cible de portefeuille sert ensuite de cadre pour la négociation des contrats d'approvisionnement de gaz à long terme et d'éventuels développements ou acquisitions d'actifs physiques.

Concernant le métier Commerce, tout en tenant compte de la dimension locale de ce métier, la division a pour but de mettre en œuvre des projets de coopération ciblés sur des questions qui relèvent de la dimension Groupe ou dans une perspective de moyen-long terme, par exemple dans les domaines des systèmes d'information, de l'utilisation d'Internet, des services d'efficacité énergétique ou des systèmes électriques intelligents.

6.4.1.1.2 EDF Trading

EDF Trading est l'interface du groupe EDF sur les marchés de gros de l'énergie et fournit des services d'optimisation et de gestion des risques. La société est présente sur les marchés européen et nord-américain de l'électricité, ainsi que sur les marchés du gaz naturel (GNL compris), du charbon et des produits liés au fret et à l'environnement. En 2011, EDF Trading s'est recentré sur son modèle d'activité de *trader* adossé à des

actifs physiques. Ce faisant, elle a fermé son *desk* pétrole et a pleinement intégré les achats et ventes de pétrole à ses autres activités. En 2011, EDF Trading a négocié environ 3 957 TWh d'électricité (Europe et États-Unis), 566 milliards de thermies de gaz naturel, 495 millions de tonnes de charbon et 317 millions de tonnes de CO_2 (en certificats d'émission).

Les activités de négoce d'EDF Trading sont intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT. Le Directeur de la DOAAT (voir section 6.2.1.3 (« Optimisation amont/aval – *trading*») préside le conseil d'administration d'EDF Trading.

EDF Trading possède des bureaux en Europe, en Asie et en Amérique du Nord. Son siège social est situé à Londres. La société emploie 934 salariés.

Filiale à part entière d'EDF, elle est régie par l'autorité britannique de supervision des marchés financiers (Financial Services Authority).

6.4.1.1.2.1 Négoce d'électricité

EDF Trading fait bénéficier l'ensemble des filiales du groupe EDF de son expertise sur les marchés de gros de l'électricité pour capter le maximum de valeur des actifs physiques. EDF Trading propose également ses services à des sociétés extérieures. Elle est un acteur incontournable sur les marchés de gros d'électricité en Europe et en Amérique du Nord.

EDF Trading gère les contrats d'exportation d'électricité à long terme d'EDF et joue un rôle prépondérant dans l'optimisation et la couverture du portefeuille de production et de vente d'EDF en Europe. EDF Trading possède ainsi un vaste portefeuille d'actifs et, de surcroît, fournit des services de gestion des risques, allant de l'équilibrage à court terme aux couvertures structurées à long terme, à une clientèle diversifiée.

En 2011, EDF Trading a développé son portefeuille d'actifs européens en procédant à l'optimisation des nouvelles centrales à gaz d'EDF en France et de deux centrales hydrauliques virtuelles en Norvège et en Espagne. Elle a conclu un certain nombre de transactions long terme en France, en Scandinavie, en Hongrie, au Luxembourg et en Allemagne. Elle a également entrepris de négocier sur le marché *spot* de l'électricité et le marché des dérivés de matières premières en Pologne. Elle est également *market maker* sur le marché de l'électricité à terme en Grande-Bretagne et en Hongrie. EDF Trading a signé un accord d'accès au marché avec EDF Luminus (anciennement SPE) en Belgique et a mis en place un premier produit structuré pour monétiser au mieux les flexibilités à moyen terme associées aux CCG d'EDF Luminus.

En Amérique du Nord, EDF Trading est un acteur important sur le marché de l'électricité et constitue, aux États-Unis, l'un des principaux prestataires de services de gestion d'énergie pour les producteurs d'énergie. Il fournit notamment des services de programmation, de planification, de structuration, de gestion des combustibles et de gestion des risques ainsi que de tarification nodale, et est présent sur les plus grands *hubs* d'électricité en Amérique du Nord. EDF Trading est également responsable de l'optimisation d'une partie de la production nucléaire d'EDF aux États-Unis.

En 2011, EDF Trading a poursuivi la consolidation de son portefeuille d'actifs et a acquis sa première centrale CCG de pointe aux États-Unis (L'Energia, 82 MW). EDF Trading a aussi élargi ses services de gestion d'énergie à différents États américains. Elle gère actuellement un volume de production de quelque 18 GW. EDF Trading a étroitement collaboré avec EDF Inc. et la Direction des Risques du Groupe pour mettre en place une nouvelle politique de risque de couverture post-2014 pour les actifs nucléaires américains.

6.4.1.1.2.2 Produits environnementaux

EDF Trading est présente sur les marchés du carbone, de la biomasse, du biogaz et des dérivés climatiques, qui constituent son offre en produits environnementaux.

EDF Trading occupe une place prépondérante sur le marché des émissions de carbone. La société gère le fonds carbone d'EDF : 192 millions d'euros engagés pour l'achat de CER (soit 66 % de l'engagement maximal initial de 290 millions d'euros). Ce fonds est exploité par EDF dans le but de diversifier les sources de ses permis d'émissions et, ainsi, d'honorer ses engagements en matière d'environnement. EDF Trading participe activement aux échanges de permis d'émissions en Europe et d'unités de réduction certifiée des émissions (CER), à la production de CER et au mécanisme de développement propre (MDP), à l'échelle mondiale.

La société prend également part à l'achat et à la vente de certificats d'énergies renouvelables (REC) et de biogaz aux États-Unis et constitue l'un des premiers fournisseurs de biomasse au Royaume-Uni et en Pologne. En plus d'être leader sur le marché des dérivés climatiques en Europe, EDF Trading est le principal importateur et négociateur d'énergie verte au Royaume-Uni et en Italie.

En 2011, EDF Trading a signé un accord de coopération avec Mizuho afin de commercialiser des produits liés au carbone au Japon et en Chine. Elle gère actuellement un portefeuille mondial de plus de 350 projets MDP. Elle a conclu sa première transaction de biogaz aux États-Unis, sa première vente de certificats nucléaires en Europe, son premier projet MDP en République dominicaine et en Géorgie et son premier contrat de dérivés climatiques basé sur les précipitations. EDF Trading est le fournisseur exclusif de biomasse du groupe EDF, a développé ses actifs en amont grâce à un contrat d'approvisionnement à long terme pour le marché polonais et a acquis en janvier 2012 une centrale de biomasse en Allemagne. Elle a également coopéré avec la société américaine enXo, du groupe EDF, sur différentes opportunités de développement commercial.

6.4.1.1.2.3 Négoce de gaz

Présente un peu partout dans le monde, EDF Trading est l'un des leaders des marchés en gros mondiaux de gaz et de GNL. Elle a pour charge d'optimiser la position du groupe EDF sur le marché européen du gaz. Elle dispose pour ce faire d'un vaste réseau d'actifs physiques dédiés au gaz, couvrant la production, le transport, la regazéification, l'approvisionnement à long terme et le stockage.

En 2011, la société a signé plusieurs accords de fourniture aux États-Unis et au Moyen-Orient. Elle a renforcé ses relations avec RasGas, au Qatar, en renouvelant pour quinze ans son accord d'exploitation de GNL. Elle a également acquis une capacité de regazéification dans le nouveau port hollandais Gate Terminal et a signé un accord d'exploitation avec Woodside, une compagnie pétrolière et gazière australienne. En novembre, elle a livré sa 150e cargaison de GNL. Elle a implanté aux États-Unis une nouvelle activité de production de gaz. Elle a également signé un contrat avec GMX Resources pour le paiement d'une production volumétrique d'environ 14,8 milliards de pieds cube de gaz naturel américain. EDF Trading a établi pour le groupe EDF une plate-forme chargée de gérer la position du Groupe face au marché du gaz. Elle a également

entrepris l'optimisation à court terme des nouvelles centrales à gaz d'EDF. Une entité particulière a été mise en place au sein d'EDF Trading afin d'améliorer les services de couverture fournis aux entités du groupe EDF et de faciliter la personnalisation des services fournis aux plus grands clients d'EDF.

6.4.1.1.2.4 Négoce de charbon et fret

EDF Trading est un acteur de premier plan sur les marchés physiques et financiers mondiaux du charbon. La société est le premier importateur de charbon en Europe. Ses actifs comprennent des contrats long terme, des terminaux charbonniers, une flotte moderne de vraquiers, des capacités portuaires, ferroviaires et maritimes et une capacité d'exportation à long terme. EDF Trading est le fournisseur exclusif d'EDF en charbon en France et a mis en place des accords de fourniture avec EDF Energy, EDF Polska et d'autres énergéticiens européens. EDF Trading a une activité fret et charbon pleinement intégrée, avec de multiples sources d'approvisionnement dans le monde entier, notamment en Afrique du Sud, en Asie, aux États-Unis et en Europe de l'Est. Elle est en mesure d'obtenir, stocker, mélanger, livrer et négocier le charbon et assure une gestion complète de la chaîne d'approvisionnement, depuis le port de chargement jusqu'aux portes de la centrale.

En 2011, la société a développé ses activités pour Chubu Electric Power, au Japon, et a pris des positions dans des actifs stratégiques en Chine. Elle a également pris livraison de nouveaux navires Capesize et Panamax pour sa flotte de vraquiers, dont le *Cape Amanda*, le navire le plus récent de la flotte d'EDF Trading, livré en avril. En Europe, elle a poursuivi ses investissements dans les terminaux d'Amsterdam, finançant notamment la construction d'installations ultramodernes de chargement ferroviaire. Elle a également travaillé en étroite coopération avec EDF Polska et Energokrak, une société du Groupe, pour établir une joint-venture dont l'objectif est de satisfaire et d'optimiser les besoins des centrales EDF polonaises en termes de charbon et de biomasse. Aux États-Unis, elle a poursuivi le développement de ses activités sur le marché intérieur. En Asie, EDF Trading a continué à assister EDF dans la fourniture de charbon asiatique et, si EDF remporte l'appel d'offres, fournira un approvisionnement charbon pour le projet de centrale au charbon au Vietnam.

6.4.1.2 Énergies nouvelles

Les énergies renouvelables[1], dont notamment les nouvelles filières (éolien, solaire, biomasse, géothermie, énergies marines…), connaissent un développement très soutenu, principalement en Asie (Chine), en Europe et aux États-Unis.

La capacité cumulée installée atteignait 215 GW d'éolien dans le monde à fin juin 2011, dont plus de 42 GW aux États-Unis et environ 67 GW en Asie. Au cours du 1er semestre 2011, 18,4 GW d'éolien ont été installés dans le monde, dont environ 8 GW en Chine, et 2 GW aux États-Unis[2].

Pour le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde s'établissait à 67,4 GW fin 2011, dont 27,7 GW de nouvelles capacités construites en 2011[3].

C'est aujourd'hui très largement l'éolien, la biomasse et le solaire qui portent le développement des filières renouvelables. L'hydraulique est en effet proche de son potentiel maximal d'exploitation dans beaucoup de pays développés, même s'il conserve des perspectives de développement importantes dans d'autres régions du monde (sur les 63 GW de développement de nouvelles capacités en renouvelable anticipé chaque année dans le monde, environ 19 GW sont des capacités hydrauliques, selon l'Agence internationale de l'énergie[4]).

Figurant parmi les cinq leaders mondiaux en matière d'énergies renouvelables grâce à un parc installé de 25,3 GW (principalement en hydraulique), le groupe EDF a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables, et en priorité la production éolienne et solaire. EDF entend aussi favoriser l'émergence de nouvelles technologies en lien avec la R&D. Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la politique de développement durable du Groupe (voir section 6.4.3.2 (« La politique environnementale »)).

6.4.1.2.1 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. On distingue :

- l'éolien terrestre (« *on-shore* »)
  Il s'agit d'une filière mature, qui s'approche aujourd'hui de la compétitivité avec les filières conventionnelles. Elle bénéficie de mesures économiques incitatives dans la plupart des pays. Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 3 GWh, selon la qualité du site et le type de machines. Chaque éolienne développe une puissance de 2 à 3 MW.
  La France occupait en 2011 le 4e rang européen en termes de capacité installée[5] (derrière l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie).
  Le vecteur dédié du développement de cette énergie au sein du groupe EDF est EDF Énergies Nouvelles, qui s'appuie sur les ingénieries d'EDF, ainsi que sur sa Recherche et Développement pour l'expertise et le suivi technique.
  Les filiales EDF Energy, EDF Luminus et Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation et de projets en développement.
  La production d'électricité d'origine éolienne du groupe EDF a atteint 6,3 TWh en 2011.
- l'éolien maritime (« *off-shore* »)
  Considéré comme une filière en plein développement, l'éolien *off-shore* est cependant plus onéreux en termes d'investissement et de coût de raccordement au réseau que l'éolien terrestre, avec une exploitation-maintenance en mer plus difficile et sur laquelle les opérateurs manquent de retour d'expérience. En revanche, les puissances unitaires des éoliennes (3 à 6 MW) sont supérieures et le productible plus élevé du fait de vents plus réguliers (1 MW installé produit 3 à 4 GWh). La filière est engagée dans un processus d'apprentissage qui doit lui permettre de réduire l'écart de coût avec l'éolien terrestre.
  Les perspectives de développement de l'éolien *off-shore* sont considé-

(1) Les énergies renouvelables ou énergies vertes sont issues de l'utilisation de ressources naturelles qui se renouvellent assez rapidement pour être considérées comme inépuisables à l'échelle de l'homme.

(2) Source : World Wind Energy Association, Half-year report 2011.

(3) Source : EPIA (European Photovoltaic Industry Association), Market report 2011.

(4) Source : Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2011, scénario « Current Policies 2009-2035 ».

(5) Source : Eurobserv'er, baromètre éolien 2011.

rables. L'Europe envisage ainsi de construire près de 44 GW[1] de capacités d'éolien maritime d'ici 2020, dont près de 13 GW en Grande-Bretagne et 6 GW en France. Pour atteindre ce dernier objectif, le gouvernement français a lancé en janvier 2011 un premier appel d'offres, qui vise la mise en service avant 2020 de 3 GW d'éolien maritime (soit la moitié de l'objectif national) sur cinq sites jugés favorables dans la Manche et l'océan Atlantique. Un second appel d'offres est annoncé par le gouvernement français pour le 1er semestre 2012 (voir section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture »)).
Le groupe EDF a décidé d'accroître progressivement son investissement dans l'éolien *off-shore*. Il est déjà présent dans cette filière en Grande-Bretagne et en Belgique, au travers d'installations en exploitation et en construction, détenues en totalité ou par le biais de participations. EDF Énergies Nouvelles ambitionne également de construire des installations d'éolien *off-shore* dans le cadre du premier appel d'offres français (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

L'énergie solaire

On distingue l'énergie solaire photovoltaïque (production d'électricité) de l'énergie solaire thermique (production de chaleur).

En 2011, le marché du photovoltaïque a connu en France un essor important, la capacité raccordée étant passée de 1 168 MW au 31 décembre 2010 à 2 802 MW au 31 décembre 2011[7], outre-mer compris, soit une multiplication de 2,4 depuis la fin de l'année 2010.

La France occupait en 2011 la 4e place européenne en termes de capacité installée[2] (derrière l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie).

C'est principalement la filiale EDF Énergies Nouvelles qui porte la stratégie de développement du groupe EDF dans l'énergie solaire. La filiale dispose ainsi de 494,1 MWc nets en service ou en construction au 31 décembre 2011, en ligne avec son objectif de capacité installée de 500 MWc nets dans le solaire photovoltaïque à fin 2012. Par ailleurs, elle intervient via la filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties (détenue à 50 % par EDF Énergies Nouvelles et 50 % par EDF) pour tout ce qui concerne le solaire photovoltaïque décentralisé (en toiture).

L'un des principaux enjeux de la recherche sur l'énergie solaire consiste à développer des technologies innovantes, susceptibles de réduire fortement le coût de production. EDF R&D conduit ainsi sur son site de Chatou, dans le cadre de l'Institut de recherche et de développement sur l'énergie photovoltaïque (« IRDEP »), constitué en partenariat avec le CNRS et l'ENSCP (École nationale supérieure de chimie de Paris), des recherches sur les technologies photovoltaïques, notamment sur des panneaux de nouvelle génération à partir de technologies de type « couches minces », ainsi que de nouveaux concepts de production photovoltaïque à très haut rendement.

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

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

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

Ainsi, à côté de l'hydraulique, de l'éolien, du solaire et de la géothermie, la biomasse contribue 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 détient également une participation majoritaire dans la société Tiru, qui valorise la biomasse *via* l'incinération de déchets ménagers organiques et de déchets verts. Ses usines représentent une puissance installée totale de 69 MW.

En Pologne, EDF Polska exploite plusieurs installations de co-combustion (incorporation de biomasse dans le combustible fossile) pour une capacité totale de 68 MW.

Enfin, EDF Énergies Nouvelles détient par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % SIIF Énergies Iberica une usine de 26 MW à Lucena (Andalousie) valorisant les résidus issus de l'exploitation d'oliveraies.

Autres technologies

Pour anticiper et prendre position sur des solutions nouvelles, le groupe EDF consacre un effort de recherche et développement important sur des technologies susceptibles de constituer des relais de croissance à moyen terme : énergies marines renouvelables (par exemple, hydrolienne – turbine sous-marine exploitant l'énergie des courants marins) et gazéification de biomasse notamment, en plus des sujets déjà évoqués (photovoltaïque à base de couches minces, géothermie profonde).

En 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 des courants de marées. La coopération avec OpenHydro porte sur

(1) Source : European Environment Agency, Renewable Energy Productions as published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, février 2011.
(2) Source : Commissariat général au développement durable, Tableau de bord éolien-photovoltaïque, 4e trimestre 2011.

l'installation à terme de 4 hydroliennes d'une capacité totale de 2 MW, la première hydrolienne ayant été immergée le 22 octobre 2011. 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. Cette zone, 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 maritimes, ainsi que 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 »).

6.4.1.2.2 EDF Énergies Nouvelles

L'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Énergies Nouvelles, dont l'objectif est d'atteindre à fin 2012 une capacité nette installée de 4 200 MW dont 500 MWc de solaire photovoltaïque.

Actionnariat d'EDF Énergies Nouvelles

Depuis l'entrée d'EDF dans le capital d'EDF Énergies Nouvelles en 2000 et sa cotation en 2006, la société s'est profondément transformée, devenant en quelques années l'un des acteurs majeurs de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables, figurant parmi les acteurs de référence dans ses zones d'implantation prioritaires, l'Amérique du Nord et l'Europe de l'Ouest.

EDF Énergies Nouvelles a été introduite en bourse en novembre 2006 sur NYSE Euronext Paris. À cette date, 50 % de son capital étaient détenus par EDF au travers d'EDEV, 25,1 % par le groupe Mouratoglou et 24,9 % par le public (salariés compris).

Après dix ans de partenariat stratégique en tant qu'actionnaire d'EDF Énergies Nouvelles, EDF a décidé le 8 avril 2011, de lancer une offre lui permettant d'acquérir la part du capital d'EDF Énergies Nouvelles qu'il ne détenait pas.

Dans le cadre de cette offre publique alternative simplifiée d'achat et d'échange, le groupe Mouratoglou (constitué notamment de Pâris Mouratoglou et de la société SIIF), actionnaire à 25,1 % d'EDF Énergies Nouvelles, a apporté l'intégralité de ses titres, pour moitié à l'offre en numéraire et pour moitié à l'offre en titres. En contrepartie de son apport en titres, le groupe Mouratoglou a reçu des actions EDF représentant 0,62 % du capital d'EDF au jour du règlement-livraison de l'offre. En conséquence de ces opérations, le pacte d'actionnaires conclu le 11 octobre 2010 (D&I AMF nº 210C1118 du 29 octobre 2010) a pris fin.

Les actions EDF Énergies Nouvelles non présentées à l'offre ne représentant pas plus de 5 % du capital ou des droits de vote de la société, EDF a sollicité auprès de l'AMF le retrait obligatoire des actions EDF Énergies Nouvelles résiduelles, au prix de l'offre publique simplifiée d'achat. Le retrait obligatoire a été réalisé le 16 août 2011 et les actions EDF Énergies Nouvelles ont été radiées des négociations du marché d'Euronext Paris.

À la date de dépôt du présent document de référence, EDF détient donc, directement et indirectement,100 % du capital d'EDF Énergies Nouvelles.

La montée au capital d'EDF Énergies Nouvelles marque une nouvelle étape pour le groupe EDF dans les énergies renouvelables. Elle lui permet de bénéficier pleinement de la création de valeur future sur ce marché en pleine croissance, et d'y conforter sa position, au moment où le secteur des énergies renouvelables aborde une nouvelle phase de développement, caractérisée par l'augmentation de la taille unitaire et de la complexité des projets, ainsi que par l'émergence de grands acteurs globaux.

Activités d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles exerce plusieurs activités : le développement, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, la vente à des tiers d'actifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qu'elle a développés et construits, et enfin l'exploitation et la maintenance de parcs éoliens pour compte propre et pour compte de tiers (principalement aux États-Unis).

Le tableau suivant présente la capacité installée d'EDF Énergies Nouvelles par filière et par pays au 31 décembre 2010 et 2011 :

Capacité installée	**Au 31/12/2011**		**Au 31/12/2010**	
(en mégawatts)	**Brute** [1]	**Nette** [2]	**Brute** [1]	**Nette** [2]
Éolien				
France	389,1	365,4	389,1	355,4
Portugal	495,8	302,9	495,8	302,9
Grèce	314,7	288,3	251,4	232,1
Italie	487,0	304,9	365,0	182,5
Royaume-Uni [3]	233,7	166,5	227,2	163,2
Turquie	219,2	89,8	128,2	51,8
Belgique	30,0	2,7	30,0	5,5
Allemagne	7,6	7,6	7,6	7,6
États-Unis	1 276,9	1 193,9	961,1	878,1
Mexique	67,5	67,5	67,5	67,5
Total éolien	**3 521,5**	**2 789,5**	**2 922,9**	**2 246,7**
Solaire				
Italie	122,2	92,2	90,8	70,3
France	158,4	129,1	70,2	69,4

Capacité installée	Au 31/12/2011		Au 31/12/2010	
(en mégawatts)	Brute (1)	Nette (2)	Brute (1)	Nette (2)
Espagne	46,0	32,3	35,3	22,7
États-Unis	10,5	10,5	6,1	6,1
Grèce	6,0	6,0	6,0	6,0
Canada	70,5	70,5	58,7	58,7
Total solaire	**413,5**	**340,6**	**267,1**	**233,2**
Autres filières				
Hydraulique	84,2	77,1	131,4	102,9
Biogaz	60,3	59,5	56,0	55,5
Biomasse/Cogénération	45,2	24,9	45,2	24,9
Total autres filières	**189,7**	**161,5**	**232,6**	**183,3**
TOTAL	**4 124,7**	**3 291,6**	**3 422,6**	**2 663,2**

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Énergies Nouvelles est actionnaire.

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Énergies Nouvelles.

(3) EDF Énergies Nouvelles détient 50 % d'EDF Energy Renewables (les autres 50 % étant détenus par EDF Energy). En conséquence la capacité nette indiquée de 166,5 MW n'inclut que 50 % des 134,5 MW de capacités éoliennes de EDF Energy Renewables.

EDF Énergies 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 (États-Unis, Canada et Mexique). EDF Énergies Nouvelles est également présent en Belgique, en Espagne, en Allemagne et en Bulgarie.

Outre l'éolien, EDF Énergies Nouvelles a fait du solaire photovoltaïque son deuxième axe de croissance (avec 413,5 MWc bruts installés au 31 décembre 2011). La société est également présente dans la petite hydraulique (avec 84,2 MW bruts installés au 31 décembre 2011), la biomasse (avec 26 MW bruts installés au 31 décembre 2011), ainsi que dans le biogaz (60,3 MW bruts installés au 31 décembre 2011) notamment grâce à l'acquisition en juin 2010 du spécialiste américain Beacon Landfill Gas qui possède deux unités de production de 50 MW.

EDF Énergies Nouvelles employait 2 263 personnes (y compris EDF Énergies Nouvelles Réparties) au 31 décembre 2011.

Développements dans l'éolien

Éolien terrestre (« *on-shore* »)

Au cours de l'exercice 2011, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans l'éolien, axe principal de sa croissance.

Ainsi, EDF Énergies Nouvelles a augmenté de 598,6 MW ses capacités de production en éolien terrestre au cours de l'année, totalisant ainsi, au 31 décembre 2011, 3 521,5 MW bruts d'éolien. Au cours de l'année, le Groupe a mis en service les parcs éoliens de Bonorva (74 MW) et Vallata (48 MW) en Italie, les parcs de Lakefield (205,5 MW) et de Shiloh 3 (102,5 MW) aux États-Unis, les parcs de Seyitali (30 MW) et de Soma 2 (60,9 MW) en Turquie, les parcs de Trikorfo (24 MW) et Melissi (24 MW) en Grèce ainsi que le parc de Fairfield (6,5 MW) au Royaume-Uni. De plus, EDF Énergies Nouvelles a racheté aux États-Unis le parc de Chestnut Flats situé en Pennsylvanie. D'une capacité de 38 MW, ce parc avait été développé et construit par Gamesa Energy USA.

Au 31 décembre 2011, EDF Énergies Nouvelles disposait de 1 490,1 MW en construction (soit 892,2 MW nets).

Éolien maritime (« *off-shore* »)

Au Royaume-Uni, EDF Energy Renewable, filiale à 50/50 d'EDF Energy et d'EDF Énergies Nouvelles, détient l'intégralité du parc éolien *off-shore* de Teesside, d'une capacité de 62 MW, dont la construction a commencé en 2010 pour une mise en service prévue en 2012.

En Belgique, EDF Énergies Nouvelles est actionnaire (à hauteur de 9,14 % depuis novembre 2011 via sa filiale EDF EN Belgium) du parc de Thornton Bank détenu par C-Power. Sa première tranche (30 MW) est en exploitation, tandis que les tranches 2 et 3 (295 MW au total) sont en construction.

En France, en vue de répondre au premier appel d'offres lancé par le gouvernement, EDF Énergies Nouvelles a été à l'initiative d'un consortium avec, notamment, pour partenaires l'énergéticien danois Dong Energy, qui a construit et exploite le plus important parc éolien *off-shore* au monde, ainsi qu'Alstom, qui sera le fournisseur exclusif des éoliennes de 6 MW équipant les futurs parcs *off-shore*. EDF Énergies nouvelles est candidat sur 4 des 5 sites identifiés dans le cadre du premier appel d'offres.

Développement de la filière solaire photovoltaïque

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque, son deuxième axe de développement prioritaire. Au 31 décembre 2011, la capacité solaire installée s'élève à 413,5 MWc bruts. Les mises en service ont eu lieu principalement en France (+ 55,6 MWc) et en Italie (+ 31,3 MWc) mais également au Canada, en Espagne et aux États-Unis. En France, le Groupe a notamment achevé la construction de la centrale du Gabardan (67,5 MWc au total), ainsi que des centrales de Saint-Symphorien (12,0 MWc) et de Bouloc (10,2 MWc). En Italie, EDF Énergies Nouvelles a mis en service les centrales d'Augusta (6,7 MWc) et d'Ancona (3,3 MWc), ainsi que plusieurs autres centrales totalisant 21,3 MWc. Au 31 décembre 2011, le Groupe totalise 287,1 MWc bruts en construction essentiellement en France. Dans le cadre de son activité de développement-vente d'actifs structurés, EDF Énergies Nouvelles a cédé 91,0 MWc en France et 5,9 MWc aux États-Unis ainsi que 37,3 MWc de projets en grandes toitures (industrielles, commerciales et hangars).

Autres filières

Les capacités en exploitation des autres filières s'élèvent à 189,7 MW bruts fin 2011 à comparer à 232,6 MW au 31 décembre 2010. L'année a été marquée par la cession des centrales hydrauliques d'Ogosta et de Pirin-Spanchevo (54 MW au total) en Bulgarie.

6.4.1.2.3 Autres participations dans le secteur des énergies nouvelles

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR)

EDF ENR, détenue à parité par EDF et EDF Énergies Nouvelles, a été créée mi-2007 lors du lancement du Grenelle de l'environnement avec l'objectif de devenir un acteur majeur dans le développement des énergies nouvelles réparties.

L'année 2011 a été marquée par la rationalisation de son portefeuille d'actifs :

- juillet 2011 : cession des activités de l'entreprise RIBO France (pompes à chaleur) au groupe Aldes ;
- octobre 2011 : cession au groupe Total des 50 % de Tenesol détenues par EDF ENR, les activités outre-mer ayant préalablement été apportées à une société dénommée SUNZIL détenue à parité par EDF ENR et le groupe Total ;
- novembre 2011 : cession à la société Perceva Capital du contrôle de la société SUPRA SA (bois énergie).

Aujourd'hui, avec près de 10 000 clients particuliers et plus de 350 réalisations chez les professionnels et les collectivités, EDF ENR est le leader du solaire photovoltaïque en toitures en France. L'activité est portée par ses filiales EDF ENR Solaire en France et EDF ENR Solare en Italie.

EDF ENR poursuit également une politique d'innovation sur le photovoltaïque via ses différentes participations, dont Nexcis et PV Alliance, ainsi qu'une politique de partenariats pour le développement de nouveaux produits comme l'Alkorsolar ou les façades Face in Tech® (panneaux photovoltaïques principalement destinés aux toitures des professionnels).

Le groupe EDF, via sa filiale EDF ENR, a repris au 1er mars 2012 les activités de Photowatt, fabricant français de cellules photovoltaïques à base de silicium (voir section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture »)).

Le groupe EDF ENR emploie 522 personnes au 31 décembre 2011.

6.4.1.3 Dalkia

Acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia a réalisé un produit des activités ordinaires de 6 908 millions d'euros en 2011 sur son périmètre consolidé, comprenant Dalkia France (99,93 %), Dalkia International (75,81 %), Dalkia Investissement (50 %) et Edenkia (50 %). 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 multi-techniques, 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 2011, 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 NYSE Euronext à Paris et New York. EDF détient par ailleurs 4,0 % du capital de Veolia Environnement au 31 décembre 2011, et environ 24 % du capital de Dalkia International.

Pacte d'associés

Un pacte d'associés a été conclu le 4 décembre 2000 entre EDF et Veolia Environnement. Ce pacte 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.

EDF et Veolia ont annoncé avoir entamé des négociations concernant le renforcement de leur partenariat industriel dans Dalkia en 2011.

6.4.1.4 Électricité de Strasbourg

Électricité de Strasbourg est une société anonyme, détenue à hauteur de 88,82 % par EDF, dont les actions sont admises aux négociations sur NYSE Euronext Paris. Le solde des actions est détenu par le public et les salariés.

Électricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 409 communes du Bas-Rhin, avec 377 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, Électricité de Strasbourg est soumise aux contraintes légales et opérationnelles liées à l'ouverture des marchés et a ainsi institué au 1er janvier 2004 en son sein un gestionnaire de réseaux de distribution.

En application de la loi, Électricité de Strasbourg a filialisé en janvier 2009 son activité de commercialisation en créant la société ÉS Énergies Strasbourg.

ÉS Énergies Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 475 000 clients et a vendu 5,9 TWh d'électricité et 0,3 TWh de gaz en 2011.

ÉS Énergies Strasbourg bénéficie des conditions d'achat spécifiques liées au tarif de cession pour sa clientèle régulée. En revanche, pour les autres clients, l'approvisionnement se réalise à 90 % par l'ARENH, et à 10 % par des contrats à long terme d'accès à la production ou à des conditions relevant de la logique du marché de l'énergie (en opérant sur les marchés de gré à gré ou sur EPEX).

Électricité de Strasbourg est entrée le 3 novembre 2011 en négociations exclusives avec Réseau GdS pour racheter sa filiale de commercialisation de gaz naturel Enerest. L'opération, finalisée le 15 février 2012, permettra

au groupe ES, grâce au partenariat avec Enerest, de devenir le premier commercialisateur multi-énergies du Bas-Rhin.

Électricité de Strasbourg a par ailleurs conforté son engagement dans la géothermie profonde en créant avec la Caisse des dépôts et consignations et l'industriel Roquette Frères, spécialisé dans la transformation de matières premières agricoles, la société ECOGI (Exploitation de la Chaleur d'Origine Géothermale pour l'Industrie). Cette société va construire dans le nord de l'Alsace une centrale de production géothermique associée à un double forage de 2 500 m de profondeur et un réseau de canalisation pour un coût de 44 millions d'euros et exploitera ainsi de façon innovante l'énergie du sous-sol, en utilisant les techniques déjà expérimentées à Soultz (voir section 6.4.1.2.1 (« Présentation des énergies nouvelles »)).

6.4.1.5 Tiru

La société Tiru est une filiale à 51 % du groupe EDF, 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 toujours un producteur d'énergie verte. Depuis 1922, le groupe conçoit, construit et exploite des unités de valorisation énergétique des déchets.

En 2011, ses 18 unités de traitement thermique et biologique implantées en France, en Angleterre et au Canada ont vendu plus de 2,9 TWh d'électricité et de vapeur, dont 50 % d'énergie verte, à partir de 3,1 millions de tonnes de déchets traités. Les unités de valorisation matière du groupe implantées en France et à l'international ont valorisé 330 000 tonnes d'autres déchets (tri/recyclage et compostage). Grâce à Tiru, chaque année, ce sont près de 346 000 habitants qui sont chauffés[1] et 600 000 habitants qui sont alimentés en électricité[2].

Tiru permet d'économiser chaque année 1,8 million de barils de pétrole[3].

6.4.1.6 Autres participations

Enfin, outre des participations au sein d'ELD (SMEG, Enercal, Électricité de Mayotte, EDSB), le groupe EDF détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités 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 notamment Cofiva, *holding* du groupe EDF spécialisée dans l'ingénierie, SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustibles pour le compte du groupe EDF, SHEMA, spécialisée dans la production d'hydroélectricité par petites centrales ou encore SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, spécialisée dans le traitement et le conditionnement des déchets faiblement et moyennement radioactifs. SOCODEI dispose de 2 machines qui se déplacent sur les différentes centrales nucléaires et permettent de traiter les résines du circuit primaire. SOCODEI traite les déchets métalliques par fusion et les déchets solides ou liquides par incinération dans son usine Centraco, située à Marcoule dans le Gard.

6.4.2 Activités Gaz

Le groupe EDF est présent sur l'ensemble de la chaîne du gaz naturel principalement au travers d'EDF Energy (Royaume-Uni), Edison (Italie), d'EDF Luminus (Belgique), et en France[4]. Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour des opérations relatives notamment aux interventions sur les marchés de gros.

6.4.2.1 Contexte du marché européen du gaz naturel

Après un rebond de la consommation de gaz en Europe en 2010, principalement dû à des conditions climatiques plus rigoureuses que la normale en début d'année et à une reprise de l'activité économique, la consommation gazière est à nouveau en recul en 2011. Ce recul s'explique par une croissance économique bien plus modérée que prévue, liée aux effets de la crise de la zone euro, et par des températures plus douces que la normale.

Les *scenarii* de consommation à long terme de gaz en Europe comportent désormais de fortes incertitudes liées aux paramètres économiques (compétitivité du gaz par rapport aux autres énergies), aux avancées technologiques (comme le captage et stockage du carbone), et enfin à la mise en œuvre des politiques énergétiques européennes (énergies renouvelables, émissions de gaz à effet de serre, sécurité énergétique).

Dans la plupart des *scenarii*, la dépendance des pays européens vis-à-vis des importations en gaz continuera à s'accentuer, principalement en raison de l'épuisement des ressources conventionnelles autochtones (le potentiel de développement des ressources européennes en gaz non conventionnels restant à évaluer).

En parallèle, l'essor de la production des gaz non conventionnels ne s'est pas démenti aux États-Unis, et leurs importations de gaz naturel liquéfié (« GNL ») demeurent très réduites. Toutefois, la volonté croissante de nombre de pays producteurs de réserver une partie de leur production de gaz pour leurs besoins locaux et la demande en augmentation de pays émergents (tels que l'Inde et la Chine) devrait se traduire par un accroissement de la concurrence pour l'accès (par gazoduc ou GNL) au gaz.

Aussi, face aux incertitudes sur le niveau de la demande, la Commission européenne considère que le gaz naturel continuera à jouer un rôle clé dans le bouquet énergétique de l'Union européenne pour les prochaines décennies et prendra de l'importance comme combustible d'appoint pour la production d'électricité variable, à condition que son approvisionnement soit assuré. Elle estime que l'épuisement des ressources traditionnelles locales en gaz naturel nécessite une diversification des importations à moyen terme. Les réseaux gaziers sont confrontés à des exigences de flexibilité accrue dans le système, à la nécessité de gazoducs bidirectionnels, de capacités de stockage supplémentaires et d'un approvisionnement souple, notamment de GNL.

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 »).

(1) Chauffage urbain.

(2) Hors chauffage.

(3) Selon l'observatoire de l'énergie en France, l'énergie produite par la combustion d'une tonne de pétrole correspond à 11 628 kWh en moyenne. Par ailleurs, par convention, un baril de pétrole correspond à 0,1364 tep (tonnes équivalent-pétrole). Ainsi, en ce qui concerne Tiru :

- *Équivalent tep : 2 900 MWh d'énergies vendues / 11,6 MWh = 250 000 tep ;*
- *Équivalent baril : 250 000 tep / 0,1364 = 1,8 million de barils de pétrole.*

(4) Voir les sections 6.3.1.2 (« EDF Energy »), 6.3.2.1 (« Edison ») et 6.3.3.1.3 (« Benelux »).

6.4.2.2 Orientation du groupe EDF dans le domaine du gaz naturel

Pour EDF, le gaz représente une composante clé de son mix énergétique. La présence d'EDF dans le domaine du gaz naturel s'explique par le besoin d'alimenter ses centrales électriques à gaz et ses clients qui souhaitent une offre bi-énergie gaz et électricité. La stratégie d'EDF est de se doter des outils lui permettant d'accéder au gaz naturel dans des conditions compétitives par rapport à ses concurrents et de conforter sa place d'acteur de taille européenne sur le marché du gaz (voir section 6.3.2.1 (« Edison »)). EDF a conclu avec Delmi un accord de principe devant permettre à EDF de prendre le contrôle d'Edison avant le 30 juin 2012.

Le groupe EDF sécurise 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). 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. En intégrant ses positions à l'échelle européenne, EDF optimise son portefeuille amont/aval et accroît sa capacité de négociation vis-à-vis des grands fournisseurs.

6.4.2.3 Marché final du gaz naturel

6.4.2.3.1 Clients finals

En 2011, les ventes de gaz du Groupe aux clients finals se sont élevées à plus de 100 TWh(2).

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, en répondant aux attentes exprimées des clients d'offres bi-énergie électricité-gaz et en capitalisant sur l'expérience du Groupe, notamment sur la marque « Bleu Ciel® » d'EDF pour le marché des clients résidentiels.

Les ventes de gaz naturel d'EDF à ses clients finals en France ont atteint environ 18 TWh en 2011, ce qui représente une part de marché de 3,7 %. Au 31 décembre 2011, environ 713 000 clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel. En 2012, l'activité de ventes de gaz en France d'EDF sera encore renforcée par la présence dans son portefeuille d'Enerest, principal distributeur de gaz naturel à Strasbourg et dans le Bas-Rhin, rachetée en novembre 2011, par Électricité de Strasbourg, filiale à 100 % d'EDF. En 2010 ces chiffres s'élevaient respectivement à 21,4 TWh et 572 000 clients.

En Italie, au Royaume-Uni et en Belgique, le développement des ventes s'appuie sur une démarche plus offensive avec des portefeuilles avals de clients composés respectivement de :

- en Italie : environ 524 000 clients, 3,6 Gm^3 (environ 40 TWh), soit une part de marché de 8,4 % ;
- au Royaume-Uni : environ 1,9 million de clients, 26 TWh, soit 5,1 % de parts de marché ;
- en Belgique : environ 540 000 clients, 16 TWh, soit environ 12,5 % de parts de marché.

6.4.2.3.2 Production d'électricité

La place du gaz dans la production électrique est en forte croissance depuis plus de dix ans, et cette tendance pourrait s'accélérer en raison du retrait d'ici 2015 de moyens de production fioul et charbon en Europe consécutif au durcissement des normes d'émissions par la directive 2001/80 (dite « GIC ») sur les émissions en provenance des grandes installations de combustion et à compter de 2016 jusqu'en 2023 par la directive 2010/75 (dite « IED ») relative aux émissions industrielles, et de la sortie du nucléaire de l'Allemagne.

L'efficacité énergétique des centrales à cycle combiné gaz, les faibles coûts d'investissement associés au déploiement de cette technologie et les durées de construction relativement courtes font de cette filière une technologie d'accompagnement vers des technologies bas carbone. En effet, à moyen terme, les centrales à cycle combiné gaz (« CCG ») seront sans doute la seule technologie disponible et déployable rapidement et permettant l'atteinte des objectifs de réduction d'émissions de CO_2 en substitution de moyens plus émetteurs (charbon, lignite, fioul). À plus long terme, la flexibilité opérationnelle de cette technologie permettrait de compenser l'intermittence de la production d'électricité issue des énergies renouvelables. Le Groupe dispose déjà de CCG en Europe et poursuit le développement de son parc.

En France, EDF dispose d'un parc de turbines à combustion classique alimenté en gaz d'une capacité de 557 MW. L'année 2011 a vu la mise en service en France, au 13 novembre, du cycle combiné de Blénod-lès-Pont-à-Mousson, d'une capacité de 430 MW. En 2012 sont attendues les deux tranches de la centrale de Martigues, de 465 MW chacune, issues de la transformation de la centrale au fioul de Martigues. Outre la pérennisation d'activité sur ces sites, ces nouvelles installations contribueront à améliorer les performances environnementales globales du parc thermique à flamme d'EDF. En décembre 2011, le Groupe a annoncé un nouveau projet de conversion de centrale charbon au gaz sur le site de Bouchain en collaboration avec General Electric. Cet équipement d'une capacité de 510 MW, doté d'une flexibilité et d'un rendement supérieurs à la moyenne, prendra le relais de l'actuelle centrale au charbon de Bouchain à l'horizon 2015. Enfin, le groupe Alpiq (dont EDF détient 25 %) a mis en service une centrale CCG d'une capacité de 400 MW à Bayet en juin 2011.

En Belgique, le parc de production d'EDF Luminus se compose principalement de centrales électriques alimentées au gaz naturel : des TAC à Monsin et Ham, ainsi que quatre CCG pour une capacité d'environ 1 150 MW. Deux projets de construction de centrales à gaz CCG en Wallonie (Navagne) et en Flandre (Evergem), d'une capacité de 890 MW chacun, pourraient augmenter la capacité du parc thermique à flamme. EDF Luminus est désormais en charge du développement d'un troisième projet de CCG (cédé par EDF Belgium en octobre 2011) : le projet « Nest Énergie », d'une capacité de 920 MW. EDF Belgium a de son côté cédé le projet de CCG « Dils Énergie » au consortium Advanced Power / Siemens Project Ventures conformément aux engagements pris par EDF devant la Commission européenne dans le cadre du rachat d'une majorité des parts d'EDF Luminus par EDF Belgium en novembre 2009 (voir section 6.3.3.1.3 (« Benelux »)).

Au Pays-Bas, EDF possède conjointement avec Delta une centrale à Sloe d'une capacité de 870 MW.

(2) Ventes des sociétés EDF, EDF Energy, Edison, EDF Luminus, Estag (Autriche) prises à 100 %, c'est-à-dire non corrigées du pourcentage de participation (y compris minoritaire). L'activité gaz d'EDF Trading n'est pas prise en compte dans ce chiffre.

Au Royaume-Uni, EDF Energy est propriétaire de la centrale à cycle combiné de Sutton Bridge[1], d'une capacité de 819 MW (soit environ 2 % de la demande électrique au Royaume-Uni). À proximité de Nottingham, la mise en service graduelle de la nouvelle centrale à cycle combiné West Burton B, attendue en 2012, augmentera la capacité de production thermique du Groupe au Royaume-Uni de 1 305 MW.

Enfin, en Italie, à fin 2011, la majorité de la capacité installée du parc de production d'Edison est composée de centrales électriques alimentées au gaz pour environ 6,5 GW. Elpedison, filiale à 50 % d'Edison, opère 810 MW de centrales à cycle combiné en Grèce.

Au total en 2011, la capacité installée du Groupe sur le périmètre France, Royaume-Uni, Belgique et Italie s'est élevée à environ 11 GW (turbines à combustion, centrales de cogénération, centrales à cycle combiné gaz) et les développements actuels de la filière gaz sur la zone s'élèvent à plus de 3 GW de puissance installée additionnelle.

6.4.2.4 La sécurisation des approvisionnements gaziers

L'éloignement des sources d'approvisionnement, la faible liquidité des marchés court terme et les capacités encore limitées de transport de gaz (chaîne GNL et gazoduc) incitent le Groupe, non seulement à diversifier ses sources d'approvisionnement pour avoir accès à des offres compétitives, mais également à disposer d'un accès aux infrastructures logistiques sur l'ensemble de la chaîne gaz pour en assurer l'acheminement, la flexibilité d'usage et limiter l'exposition au marché de gros, peu liquide et volatile.

Par ailleurs, EDF entend proposer aux producteurs des partenariats innovants en s'appuyant sur ses compétences et son savoir-faire. C'est l'esprit de la prise de participation dans la société South Stream Transport AG qui mène un projet de gazoduc sous la mer Noire visant à approvisionner l'Europe en gaz russe (voir ci-dessous section 6.4.2.4.2 (« Importation et flexibilité : gazoducs, chaîne GNL et stockages »)).

6.4.2.4.1 Sources d'approvisionnement : exploration-production et contrats long terme

Afin de sécuriser ses approvisionnements, EDF s'appuie sur des contrats diversifiés d'achats long, moyen et court terme, sur de la production de gaz ainsi que sur des interventions sur les marchés de gros via EDF Trading.

L'approvisionnement en gaz du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille de contrats long terme diversifiés de gaz en provenance notamment du Qatar, de Russie, de mer du Nord et d'Afrique du Nord. Le gaz est acheminé à proximité des centres de consommation par gazoduc et sous forme de GNL : environ 40 % du portefeuille d'approvisionnement en gaz du Groupe est constitué de GNL[2]. Les opérations d'ajustement sur les marchés se font par l'intermédiaire d'EDF-Trading.

EDF entend poursuivre sur le moyen et le long terme le développement et la diversification de ses ressources en gaz afin d'optimiser son portefeuille d'approvisionnement et d'en garantir la compétitivité.

Dans cette optique, le développement des activités amont (exploration, production, chaîne GNL, etc.) vise à la fois à réduire l'exposition des approvisionnements du Groupe à la volatilité des prix de marché et à accéder à des ressources en GNL.

Edison dispose de réserves de 49,8 Gm^3 et a produit en 2011 2,2 Gm^3. Le groupe EDF dispose aussi d'une filiale, EDF Production UK, qui produit du gaz en mer du Nord. Fin 2011, ses réserves sont estimées à 1,45 Gm^3 et la production a atteint 0,23 Gm^3.

6.4.2.4.2 Importation et flexibilité : gazoducs, chaîne GNL et stockages

EDF porte ou participe au développement d'importants projets d'infrastructures sur les plaques nord-ouest et sud-est de l'Europe.

Gazoducs

Aux côtés d'Eni, de Wintershall et de Gazprom, EDF a signé le 16 septembre 2011 un pacte d'actionnaires quadripartite pour la société South Stream Transport AG, chargée du développement et de la construction de la partie sous-marine du gazoduc South Stream. Long de 900 km et d'une capacité de 63 Gm^3 par an, ce gazoduc sous-marin est destiné à relier directement la Russie à l'Union européenne pour assurer la livraison de gaz russe. EDF y participe à hauteur de 15 %, tandis que Gazprom détient 50 %, ENI 20 % et Wintershall 15 %. Cette participation est un des volets du partenariat EDF-Gazprom ayant fait l'objet d'un accord de principe en novembre 2009.

EDF, à travers sa filiale Edison, est également engagé dans deux projets de gazoduc : GALSI, entre l'Algérie et l'Italie, d'une capacité totale de 8 Gm^3 par an, et ITGI, entre la Turquie, la Grèce et l'Italie, d'une capacité de 10 Gm^3 par an et qui comportera également une interconnexion supplémentaire entre la Grèce et la Bulgarie (IGB) de 3 à 5 Gm^3 par an. ITGI ouvrirait l'accès aux ressources de la mer Caspienne et plus particulièrement au gaz azéri.

EDF dispose aussi de droits contractuels variés, directement ou par l'intermédiaire d'EDF Trading, dans des gazoducs en projet (Pays-Bas et Belgique notamment) et existants (interconnexions entre le Royaume-Uni et la Belgique par exemple).

Terminaux de regazéification de GNL

Après approbation de son Conseil d'administration le 24 mai 2011, EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG (détenue à hauteur de 65 % du capital par EDF, 25 % par Fluxys G et 10 % par Total), a pris la décision finale le 29 juin 2011 de construire un terminal méthanier d'une capacité de 13 Gm^3 par an sur le territoire du Grand Port maritime de Dunkerque. La mise en service du terminal est prévue fin 2015 pour une durée de 20 ans. Le terminal, doté de trois réservoirs de stockage de GNL de 190 000 m^3 chacun, permettra d'accueillir environ 80 méthaniers par an d'une capacité pouvant aller jusqu'à 270 000 m^3. Le terminal sera peu émetteur de CO_2, puisque les eaux de refroidissement de la centrale nucléaire de Gravelines seront utilisées pour regazéifier le GNL. Le terminal est important non seulement pour l'approvisionnement d'EDF, lui permettant de se constituer un portefeuille équilibré et diversifié en gaz naturel, mais aussi pour la zone Nord-Ouest Europe car ce terminal sera le premier terminal de la zone connecté à deux marchés : français et belge.

(1) Le cas spécifique de la gestion de Sutton Bridge conformément aux engagements pris envers la Commission européenne lors de l'acquisition est développé section 6.3.1.2.5 (« Engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations (« EMCR ») »).
(2) Données calculées sur une base 100 %, c'est-à-dire non corrigées du pourcentage de participation (donc intérêts minoritaires compris).

Le terminal de Dunkerque a bénéficié d'une exemption à l'accès régulé des tiers, accordée à la société Dunkerque LNG par arrêté du 18 février 2010, à la suite de l'avis favorable de la CRE du 23 juillet 2009 et conformément à la décision de la Commission européenne du 20 janvier 2010.

Dans le Sud de l'Europe, Edison détient 7,3 % du capital de Adriatic LNG Terminal, la société opératrice du terminal *off-shore* de Rovigo, et 80 % de la capacité de regazéification, soit 6,4 Gm^3 par an. Enfin, EDF dispose, directement ou par l'intermédiaire d'EDF Trading, de droits contractuels variés pour le déchargement de cargaisons GNL dans les terminaux méthaniers de Zeebrugge et Fos Cavaou. Le contrat pour un approvisionnement GNL interruptible d'environ 4,5 Gm^3 par an signé entre EDF Trading et RasGas en octobre 2011 pour 15 ans confirme la coopération de long terme entre les deux sociétés. Le GNL en provenance des trains de liquéfaction de RasGas situés à Ras Laffan au Qatar sera livré au terminal de Zeebrugge.

Stockages

L'éloignement de sources de production de gaz limite les possibilités de bénéficier de la souplesse de production pour répondre aux fluctuations de la demande. Ainsi pour faire face aux variations du niveau de la demande de son portefeuille aval (intermittence de la demande des centrales électriques au gaz et sensibilité à la température du niveau de la demande des clients finals), le Groupe poursuit la construction progressive d'un portefeuille d'actifs de flexibilités, qui comprend des stockages en complément des capacités de regazéification.

En Allemagne, EDF développe avec EnBW un stockage en cavités salines à Etzel pour un volume utile d'environ 0,18 Gm^3 pour EDF. Après la mise en service industriel du site de stockage fin janvier 2012, la mise en service commercial est prévue pour avril 2012.

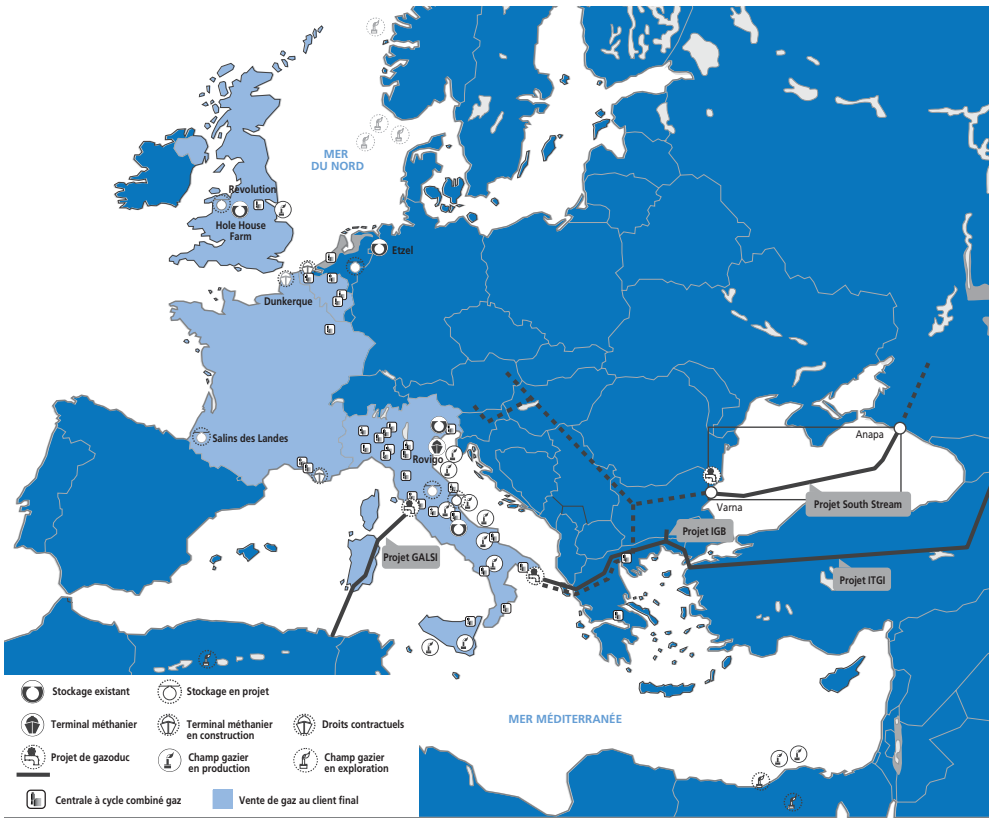
En Italie, Edison opère deux sites de stockage (Cellino et Collalto) pour une capacité totale en volume utile d'environ 520 Mm^3. Edison compte augmenter sa capacité, grâce au renforcement des sites existants et au développement de nouvelles concessions dont notamment celle de Cotignola-San Potito, site actuellement en construction, et Palazzo Moroni, site en phase d'autorisation administrative.

Dans le Nord de l'Europe, EDF Energy poursuit le développement de son site de stockage en cavités salines Hill Top Farm, dans le Cheshire au Royaume-Uni, d'une capacité de 0,1 Gm^3. Le site est adjacent au site de stockage existant de Hole House, propriété d'EDF Trading. La mise en service de la première cavité saline a été réalisée fin 2011. La mise en service complète du stockage est prévue en 2016 et portera la capacité totale du Groupe au Royaume-Uni à 0,16 Gm^3.

EDF a également un projet de stockage en cavités salines en France, Salins des Landes, d'un volume utile d'environ 0,6 Gm^3. Après un premier forage d'exploration en 2011, un deuxième forage est prévu en 2012. En marge des études techniques qui se poursuivent, le débat public a eu lieu entre octobre 2011 et janvier 2012. Les conclusions en sont attendues au cours du 1er semestre 2012.

EDF dispose en outre de droits à court et long terme dans des capacités de stockage dans plusieurs pays.

Avancées dans la mise en œuvre de la stratégie gaz



6.4.3 Politique de développement durable et service public

Le groupe EDF met en œuvre sa responsabilité d'entreprise, qui porte sur toutes les dimensions du développement durable : économique, sociale, sociétale et environnementale, avec un objectif de maîtrise des risques et de réduction des impacts.

EDF exerce ses missions de service public et d'intérêt général, en France et dans le monde, en garantissant l'approvisionnement en électricité de qualité, respectueuse de l'environnement et compétitive, ainsi que l'accès social à la ressource.

Le Groupe a formalisé son engagement en faveur du développement durable dès 2009 à travers une politique développement durable et a mis en place une gouvernance adaptée et un dialogue avec l'ensemble de ses parties prenantes.

6.4.3.1 L'engagement de développement durable d'EDF

6.4.3.1.1 Les engagements de développement durable

Dès 2001, le Groupe s'est engagé dans une démarche de développement durable à travers un « Agenda 21 » et a souscrit aux dix 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 (voir section 4.2.5 (« Éthique et vigilance »)).

L'engagement de développement durable du Groupe s'inscrit dans une politique de développement durable qui se décline sur trois plans, avec les objectifs prioritaires suivants :

- sur le plan environnemental, le groupe EDF entend rester le plus faible émetteur de CO_2 et gaz à effet 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 ;
- 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 ;
- 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 se développe également sous forme d'engagements plus spécifiques :

- en France, le Contrat de service public (« CSP ») rassemble les engagements et les objectifs que le producteur, 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 6.4.3.5 (« Service public en France »)) ;
- à l'international, l'accord triennal de Groupe sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise, signé le 24 janvier 2005 avec les représentants des salariés au niveau mondial, est le cadre dans lequel les sociétés du Groupe signataires formulent des objectifs et développent des plans d'actions de responsabilité sociale dont le suivi est assuré par le Comité de dialogue RSE réunissant les partenaires sociaux ; cet accord a été renouvelé le 10 décembre 2008 pour la période 2009-2012. Les négociations sont en cours pour son renouvellement ;
- sur le plan social, EDF a adopté depuis 2006 une politique de promotion de la diversité et 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 relatif à la sous-traitance socialement responsable qui intègre des critères d'éthique et de responsabilité sociale dans l'acte d'achat (voir section 17.4 (« Sous-traitance »)).

6.4.3.1.2 Le management 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.

La gouvernance du développement durable s'organise autour des organisations, systèmes et instances de pilotage suivantes :

- 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 ;
- un Comité de développement durable (*Sustainable Development Committee*), créé fin 2008, qui réunit les responsables du développement durable des principales sociétés du Groupe. Dans le respect des règles d'autonomie des entités du Groupe, il a pour mission d'assurer la mise en œuvre de la politique du Groupe, de coordonner les démarches de certification dans le cadre de la certification ISO 14001 Groupe et de favoriser le partage d'expériences et de bonnes pratiques sur les politiques du Groupe ou des sociétés et entités qui le composent ;
- un accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (« accord RSE ») qui s'articule notamment autour d'un bilan annuel et d'un Comité de dialogue RSE (voir section 17.6.3 (« Dialogue social et représentation du personnel »)) ;
- un Système de Management Environnemental (« SME ») déployé dans toutes les entités. La certification ISO 14001, obtenue en 2002, a été renouvelée en 2008 puis en 2011 pour 3 ans. Le SME est organisé à l'échelle du Groupe 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. En mars 2011, date de renouvellement du certificat, près de 80 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe est couvert par un certificat ISO 14001 ;
- un criblage des projets au travers du Comité d'engagement. Les projets d'investissements les plus importants du Groupe font l'objet, avant leur examen en Comité des engagements du Comité exécutif d'EDF (voir section 16.3 (« Organes créés par la Direction Générale »)), d'une évaluation au regard de leur exposition au risque de non-réalisation d'engagements de développement durable.

Par ailleurs, une proportion de 40 % de l'intéressement du personnel d'EDF est calculée en fonction du degré d'atteinte des objectifs définis dans le programme de management environnemental, qui prévoit 2 critères précis d'atteinte d'objectifs environnementaux et sociaux.

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 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. En France, ce dialogue intervient à différents niveaux locaux et nationaux ; on peut citer en autres les instances de concertation sur le territoire des installations de production (comités de liaison et d'information des centrales nucléaires), ainsi que les 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 (voir section 6.4.3.4 (« Dialogue avec les parties prenantes : panel développement durable, conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical »)).

Le Groupe s'engage à la transparence vis-à-vis de toutes les parties prenantes, ce qui se traduit notamment par un processus de *reporting* exercé auprès du Conseil d'administration de la Société 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 est engagé dans une démarche progressive de vérification par ses Commissaires aux comptes de la qualité de ces indicateurs extra-financiers. Pour l'exercice 2011, le collège des Commissaires aux comptes a émis un rapport d'examen correspondant à une attestation exprimant une assurance « raisonnable » sur deux indicateurs majeurs (« émissions de CO_2 » pour la production d'électricité et de chaleur et de l'« effectif total fin de période ») et une assurance « modérée » sur une sélection d'indicateurs environnementaux et sociaux du Groupe, publié dans le rapport d'activité et de développement durable Groupe.

Les informations de développement durable publiées par le Groupe constituent le fondement des évaluations formulées 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.

En mars 2012, EDF a été également intégré en tant que nouvel entrant dans le *FTSE4Good Index*. EDF fait donc désormais partie des cinq opérateurs nucléaires mondiaux qui répondent aux critères stricts développés et suivis par le *FTSE4Good Policy Committee*.

6.4.3.2 La politique environnementale

Aux termes de sa politique de développement durable actualisée en septembre 2009, le groupe EDF axe sa politique environnementale principalement sur la lutte contre le changement climatique et sur la maîtrise de ses impacts environnementaux, en particulier sur la biodiversité.

Les informations figurant dans la présente section peuvent être complétées par le rapport de développement durable 2011 du groupe EDF (accessible en ligne à l'adresse http://rapport-dd.edf.com), qui présente de manière détaillée la politique de développement durable et les réalisations du groupe EDF.

6.4.3.2.1 Contribuer à la lutte contre le changement climatique

Grâce à son parc de production constitué de nucléaire et d'énergies renouvelables (dont l'hydraulique) et faiblement émetteur en CO_2/KWh produit, 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'engagement de la politique développement durable de rester le moins émetteur des grands énergéticiens européens 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. Le plan de réduction des émissions induites par les bâtiments et les flottes de véhicules d'EDF se poursuit, ainsi que le programme de mobilisation du personnel en faveur de la lutte contre le changement climatique. Chaque société du Groupe se dote 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 l'un des moins émetteurs de CO_2, grâce à la forte proportion des énergies d'origine nucléaire et hydraulique : en France, plus de 96 % de la production électrique est sans émission de CO_2, ce qui porte le taux d'émissions spécifiques en 2011 à 30,4 g de CO_2/KWh, alors que le facteur carbone européen est de 337,3 g de CO_2/KWh[(1)]. Les émissions spécifiques du groupe EDF à l'échelle mondiale étaient en 2011 de 99,6 g de CO_2/KWh (estimations d'EDF comprenant les émissions liées à la production de chaleur).

EDF s'engage en France continentale à réduire de 30 %, entre 1990 et 2020, les émissions absolues de CO_2 (en millions de tonnes de CO_2) de ses installations de production.

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).

(1) Source : PwC, étude Changement climatique et Électricité : Facteur carbone européen – comparaison des émissions de CO_2 des principaux électriciens européens, novembre 2011.

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. Ces développements concernent aussi bien les moyens de production centralisée (comme 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 développe également ses positions dans l'énergie photovoltaïque avec ses filiales EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et EDF ENR (voir section 6.4.1.2.3 (« Autres participations dans le secteur des énergies nouvelles ») avec la construction de centrales solaires au sol et d'offres commerciales photovoltaïques.

Enfin, EDF investit activement dans la recherche et dans le développement des technologies pour les filières en devenir comme les énergies marines (parc hydrolien de Paimpol-Bréhat) et l'intégration de ces énergies dans les réseaux de distribution et de transport.

6.4.3.2.1.2 Promouvoir l'efficacité énergétique et les usages performants de l'électricité des clients

EDF a décidé de faire de l'efficacité énergétique un axe majeur de sa stratégie commerciale.

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 photovoltaïque) ;
- 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 communicants pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémesure et de pilotage permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre (« GES ») ;
- des actions de sensibilisation et d'information aux économies d'énergies auprès des clients particuliers ;
- 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 d'EDF se traduisent par la fourniture de prestations délivrées par les filiales spécialisées du Groupe avec l'appui d'un réseau de partenaires.

6.4.3.2.1.3 Réduire les émissions diffuses de CO_2 des bâtiments et celles induites par les déplacements

Au-delà des émissions directes de ses installations industrielles, EDF s'engage à diminuer les émissions diffuses des bâtiments tertiaires, des véhicules et des déplacements professionnels. Concernant les bâtiments tertiaires occupés par ses salariés, les efforts engagés portent sur le parc tertiaire en propriété et en location. Par ailleurs, EDF développe le programme « Action Planète » (devenu « Wattitude » en 2011) auprès de ses salariés sur l'efficacité énergétique, dont les enjeux sont :
- développer les pratiques d'économies d'énergie dans l'habitat ;
- utiliser des modes de transports moins émetteurs de CO_2 ;
- développer les gestes éco-efficaces.

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 s'est doté d'une stratégie d'adaptation au changement climatique, déclinée en plans d'actions spécifiques, et permettant au Groupe de diminuer sa vulnérabilité.

Elle concerne les installations industrielles (actuelles et futures), les offres à ses clients, l'optimisation production/consommation, les thèmes de R&D, et s'organise autour de 4 axes :
- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités ;
- adapter les installations quand cela peut s'avérer nécessaire pour les rendre moins sensibles aux extrêmes climatiques ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;
- améliorer la résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles.

6.4.3.2.2 Maîtriser les impacts environnementaux et sanitaires des activités et installations du Groupe

La mise en place d'un Système de Management Environnemental 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 de la déconstruction 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 et 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. 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 également développées pour assurer une plus grande maîtrise des effluents. 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 radioécologiques et hydrobiologiques réalisées par des laboratoires extérieurs et des universités.

Afin d'intégrer le réseau national des mesures de la radioactivité de l'environnement (« RNME ») mis en place par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (« IRSN »), EDF a demandé l'agrément de ses laboratoires qui a été obtenu par décision de l'ASN en juin 2009. L'ensemble des résultats des mesures de surveillance de l'environnement, à proximité des centrales, est accessible sur internet sur le site d'EDF et sur le site officiel du réseau national de mesures.

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 devrait 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. 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 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.

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 2001/80/CE du 23 octobre 2001 sur les grandes installations de combustion (dite directive « GIC ») du 1er janvier 2008 et du 1er janvier 2016 (voir section 6.5.4.2.3 (« Réglementations applicables à la production thermique à flamme »)). Dans le cadre de la politique de développement durable, les volumes de chacun des polluants SO_x, NO_x et poussières en provenance des installations thermiques seront réduits au moins de moitié entre 2005 et 2020.

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 (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 d'améliorer encore l'équilibre 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 (coordination de la gestion des centrales hydrauliques d'un même cours d'eau).

6.4.3.2.2.4 Maîtriser les autres impacts (sols pollués, déchets, eau)

Les polluants

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Chaque entité opérationnelle du Groupe réalise une analyse en quatre étapes : le recensement des sites fonciers, l'identification de 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 imposait 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. Les plans d'élimination propres à chaque société du Groupe ont permis d'assurer la tenue de cette échéance. Seule subsistait à fin 2010 une filiale française de distribution dont le plan d'élimination s'est terminé au 1er trimestre 2011 (voir section 6.5.4 (« Réglementations applicables en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Les déchets conventionnels

Chaque année EDF réalise un bilan de la gestion de ses déchets industriels conventionnels, issus des activités de production et de recherche. En 2011, la part des déchets valorisés représente 85 % du total des déchets conventionnels dangereux et non dangereux collectés.

L'eau

Le groupe EDF a intégré le risque « eau » dans sa politique globale de risques, au regard de l'importance de la ressource en eau nécessaire dans ses activités de production d'électricité et de chaleur. Chaque décision d'investissement fait donc l'objet d'une analyse de risques détaillée ainsi que d'études d'impacts. En France, un comité stratégique du domaine « eau » a établi une politique de l'eau et assure sa mise en œuvre.

Cette politique répond à quatre enjeux principaux : « préparer demain » (EDF doit répondre aux attentes de la société dans un contexte de partage de la ressource en eau complexifié) ; répondre aux évolutions réglementaires et sociétales ; contribuer à la gestion multi-usage de l'eau et au développement économique local ; optimiser la gestion opérationnelle de l'eau pour le producteur d'énergie.

Enfin, le groupe EDF s'investit fortement dans les politiques publiques et les réflexions nationales ou internationales dans le domaine de l'eau, notamment au travers de sa participation au *World Business Council for Sustainable Development* (« WBCSD »), au Conseil mondial de l'énergie, au Conseil mondial de l'eau ou encore son engagement pour le Forum mondial de l'eau 2012 à Marseille.

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 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 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, reprise dans la politique développement durable du Groupe et mise en œuvre dans le cadre du Système de Management Environnemental du Groupe.

Cette politique de biodiversité s'organise en trois axes : connaissance, préservation et sensibilisation. EDF s'appuie sur ses partenariats avec des organisations non gouvernementales, des universités et des laboratoires de recherche.

EDF communique sur la biodiversité auprès de ses salariés, du grand public, des milieux scolaires et des élus locaux par le biais de projets comme par exemple son engagement dans la Fête de la Nature depuis 2008.

6.4.3.2.4 Poursuivre les actions de Recherche et Développement

Une partie importante du budget de Recherche et Développement (R&D) est consacrée à des technologies non émettrices de CO_2 (voir section 11.2 (« Les priorités de la R&D »)).

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 captage du CO_2 préparant l'avenir de futurs démonstrateurs (prototypes qui permettent de valider une recherche) (voir section 11.2 (« Les priorités de la R&D »)). ;
- les technologies nucléaires : la génération 4 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. Des travaux sont en cours sur l'habitat pour améliorer la performance des technologies telles que celles intégrant les ENR au bâti : pompes à chaleur, biomasse, capteurs solaires hybrides, optimisation de l'eau chaude sanitaire solaire thermique, ainsi que le pilotage de l'ensemble de ces applications via des compteurs intelligents ou des infrastructures communicantes au sein de l'habitat. Dans le domaine des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables, les travaux s'organisent autour de partenariats avec des constructeurs automobiles notamment ;
- la valorisation des déchets conventionnels produits ainsi que les techniques de traitement des sols pollués.

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 la politique développement durable du groupe EDF, dans l'accord RSE et dans le Contrat de service public (voir section 6.4.3.5 (« Service public en France »)).

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'emplois, personnes souffrant d'un handicap, riverains d'installations industrielles, élus locaux, 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 trois principales orientations de la politique sociétale du groupe EDF sont les suivantes :

- favoriser l'accès à l'énergie et à l'éco-efficacité énergétique en développant une gamme de solutions permettant de prévenir et de faire face aux nouvelles problématiques de précarité énergétique ;
- développer dans la durée des relations de proximité avec les territoires où le Groupe opère en coopérant étroitement avec les parties prenantes locales au profit du développement durable du territoire, en initiant et soutenant des projets de développement économique et social locaux ou en contribuant à l'insertion professionnelle de personnes vulnérables dans les domaines des énergies, du bâtiment, des technologies et de l'environnement ;
- contribuer à l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie en faisant comprendre les enjeux du développement durable et du changement climatique, et en encourageant un usage efficace de l'énergie.

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 Dialogue avec les parties prenantes : Panel développement durable, conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical

Dans le cadre d'un dialogue continu et organisé avec ses parties prenantes, EDF s'est doté d'un Panel développement durable, d'un Conseil de l'environnement, d'un Conseil sociétal, 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 Panel développement durable Groupe est une instance de dialogue rassemblant des personnalités internationales, indépendantes et spécialistes de domaines relatifs aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Il accueille également comme membres de droit les Présidents des conseils de l'environnement, sociétal et scientifique, ainsi que le président du *Stakeholder Advisory Panel* d'EDF Energy (créé en 2006). Le Panel développement durable Groupe conseille et fournit une appréciation critique des engagements du Groupe en matière de développement durable et de leur mise en œuvre. Il se réunit une à deux fois par an en présence des dirigeants du Groupe.

Le Conseil de l'environnement est consulté pour apporter une vision extérieure et une approche pluridisciplinaire sur la stratégie, les actions et les résultats environnementaux d'EDF. En 2011, le Conseil de l'environnement a été intégré au Conseil des conseils.

Le Conseil sociétal d'EDF est consulté par l'entreprise sur sa stratégie, ses actions et ses résultats en matière sociétale. Il apporte à l'entreprise une vision extérieure et une approche pluridisciplinaire sur les dossiers qui lui sont soumis. Ce Conseil est composé d'experts, internes et externes, représentatifs des différents enjeux liés à la démarche sociétale d'EDF. Il a débattu principalement en 2011 des enjeux sociétaux et environnementaux des villes durables et de l'évolution du modèle de service public.

Le Conseil scientifique d'EDF est un organisme consultatif apportant à l'entreprise avis et conseils de hautes personnalités scientifiques sur ses actions de recherche à moyen et long terme. Il se réunit trois fois par an pour examiner les dossiers thématiques préparés avant les séances et faisant l'objet d'un rapport détaillé et d'un avis sous forme de recommandations au Président d'EDF. Les sujets 2011 ont été : la chimie de l'exploitant nucléaire, « vers les usages de l'électricité en 2030 » (nouveaux paradigmes et conditions de développement), et les nanotechnologies : perspectives pour le système électrique. En 2011, le Conseil a bénéficié de la participation de ses trois membres étrangers : Sir John Ball, mathématicien anglais, Elie Saheb, CTO d'Hydro-Québec, et le docteur H. Hippler, Président du Karlsruhe *Institute für Technologie*.

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. 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. Le conseil médical d'EDF s'est réuni à trois reprises en 2011 et a notamment traité des sujets suivants : point sur les PCB (bilan des éliminations des transformateurs contaminés appartenant au groupe EDF et des questions sanitaires liées aux potentiels accidents et pollutions chroniques), bilan de la cohorte Gazel. Enfin, une visite du chantier de Flamanville 3 a été organisée.

En 2011, à la suite de l'accident nucléaire du 11 mars à Fukushima, EDF a organisé un Conseil des conseils dénommé « Conférence des conseils des parties prenantes du groupe EDF sur les impacts de Fukushima ». Cette réunion conjointe des conseils a vocation à confronter, au regard des personnalités reconnues pour leur expertise et leur engagement dans la société civile, les thèmes suivants : l'analyse du Groupe de l'accident de Fukushima, ses conséquences d'ordre technique, sanitaire et sociétal et les démarches engagées à l'échelle du Groupe, et l'approche d'EDF de la sûreté et le progrès des connaissances, tant sur le parc en exploitation, que sur les futurs projets en France et dans le monde. Ce conseil s'est réuni en novembre 2011.

6.4.3.5 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.1.2 (« Législation française : Code de l'énergie ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article 1 de la loi du 9 août 2004, aujourd'hui codifié à l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat 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. Ce contrat demeure toujours en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Objet du Contrat de service public

Ce Contrat a pour objet de constituer le cadre de référence pour l'exercice des missions du service public confiées à EDF et à ses filiales régulées dans le marché ouvert de l'électricité en France.

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 ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseau

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseau ERDF et RTE 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 Publics d'Électricité (« TURPE »).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

Des services au plus près des besoins

Le 28 septembre 2010, l'État et EDF, ainsi que huit autres grands opérateurs de service public, ont signé un accord de partenariat « + de services au public » visant à développer l'accès à un ensemble d'offres de services à destination des populations rurales en France (renseignements sur le règlement d'une facture, informations, achat d'un titre de transport, etc.).

Accueil physique, points d'accès à Internet, les moyens mis à disposition des usagers sont multiples dans le cadre de lieux mutualisés tels que les Points information médiation multiservices (« PIMMS »), les Relais de services publics (« RSP ») et autres structures telles que les mairies. Ce protocole est en cours de déploiement dans 23 départements.

6.5 Environnement législatif et réglementaire

Au 31 décembre 2011, l'État détenait 84,44 % du capital social et 84,50 % des droits de vote d'EDF et doit, en application de la loi du 9 août 2004 codifiée à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital.

L'Agence des participations de l'État (« APE »), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'État en sa qualité d'actionnaire de la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec les ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumis à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes, relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières.

En outre, le décret-loi du 30 octobre 1935 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.

Enfin, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de 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.

Les entités du groupe EDF sont par ailleurs soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leurs activités. EDF est en particulier assujetti à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, transposée en droit français, ainsi qu'aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire et de sécurité.

Les dispositions législatives ou réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas vocation à fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au groupe EDF.

6.5.1 Législation relative au marché de l'électricité

6.5.1.1 Législation européenne

Trois directives européennes ont été successivement adoptées afin d'établir des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité, qui fondent l'organisation actuelle du marché de l'électricité en France. La directive n° 96/92/CE du 19 décembre 1996 a posé les bases de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

La directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 en a repris les grands principes tout en franchissant une étape supplémentaire sur la voie de l'ouverture du marché en élargissant progressivement l'éligibilité à l'ensemble des clients.

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, dite « troisième directive », a été adoptée dans le cadre du troisième Paquet Énergie, vocable désignant un ensemble de textes adoptés le 13 juillet 2009.

Ce texte renforce principalement les garanties d'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et accroît les pouvoirs des autorités de régulation nationales.

Règlements (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003 et n° 714/2009 du 13 juillet 2009

Les règles régissant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité sont définies aujourd'hui par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui constitue l'un des textes du troisième Paquet Énergie. Ce règlement prévoit notamment un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires et de réseaux où ces flux aboutissent.

Directive n° 2005/89/CE « Sécurité d'approvisionnement » 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. Les objectifs de cette directive ont été pris en compte dans différents textes législatifs et réglementaires.

6.5.1.2 Législation française : Code de l'énergie

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie (loi n° 46-628 du 8 avril 1946, loi n° 2000-108 du 10 février 2000, loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, loi n° 2004-803 du 9 août 2004, loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 et loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010) ont été codifiées par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 au sein d'un Code de l'énergie, conformément à la loi d'habilitation n° 2009-526 du 12 mai 2009, à l'exception des dispositions relatives à l'énergie nucléaire, qui ont été codifiées dans le Code de l'environnement en application de l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012.

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a été transposée par l'ordonnance précitée du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie, conformément à la loi d'habilitation n° 2011-12 du 5 janvier 2011.

Par ailleurs, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« LPOPE »), n° 2005-781 du 13 juillet 2005, a défini les priorités de la politique énergétique de la France : sécurité d'approvisionnement, réaffirmation du rôle du nucléaire, prix compétitif de l'énergie, lutte contre l'effet de serre et cohésion sociale et territoriale.

Missions de service public

L'article L. 121-1 du Code de l'énergie 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 qui 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 et de garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

À ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du Ministre en charge de l'énergie en date du 15 décembre 2009.

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 désignés par la loi qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, ERDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés

La mission de service public de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité, la fourniture d'électricité 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.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que dans le cadre de sa mission de fourniture aux tarifs réglementés, EDF contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs réglementés de vente de l'électricité, et de la mise en œuvre de la tarification spéciale « Produit de première nécessité », et du maintien de la fourniture d'électricité en application de l'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles. La loi interdit en particulier 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.

Contrat de service public

L'article L. 121-46 du Code de l'énergie 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 6.4.3.5 (« Service public en France ») ci-dessus).

Installations de production

Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie au-delà d'un seuil de puissance déterminé par décret, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production sont précisées aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales.

Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

Le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), prévu aux articles L. 336-1 et suivants du Code de l'énergie, est mis en œuvre depuis le 1er juillet 2011. Sur ce point, voir section 6.2.1.2.1.2 (« La concurrence »).

Choix du fournisseur d'électricité

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles, c'est-à-dire qu'ils peuvent librement conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix installé sur le territoire de l'Union européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article L. 331-1 du Code de l'énergie).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par les articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie. Il résulte de ces dispositions que :

- les clients domestiques et non domestiques souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA bénéficient à leur demande et sans conditions des tarifs réglementés ;
- il en est de même de l'ensemble des clients des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental.

Les consommateurs finals domestiques et non domestiques souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA, qui n'avaient pas exercé leur éligibilité au 7 décembre 2010 peuvent, jusqu'au 31 décembre 2015, bénéficier des tarifs réglementés de vente. Les mêmes consommateurs, s'ils ont exercé leur éligibilité après le 7 décembre 2010, peuvent de nouveau bénéficier des tarifs réglementés de vente et faire des allers-retours entre tarifs et nouvelle offre, sous réserve de respecter à chaque fois un délai d'un an. À partir du 1er janvier 2016, ces consommateurs ne bénéficieront plus des tarifs réglementés.

Par ailleurs, pour pallier l'incidence de la hausse des prix de marché pour les industriels, la loi du 7 décembre 2006 avait institué, à titre transitoire, au profit des clients ayant exercé leur éligibilité, un « Tarif de retour » : ce Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (« TaRTAM ») a pris fin le 1er juillet 2011, date à laquelle a été mis en œuvre le mécanisme d'ARENH institué par la loi NOME.

La compensation des charges supportées à ce titre par les fournisseurs était assurée notamment 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'origine nucléaire et hydraulique au cours de l'année précédente, dans la limite de 3 euros par mégawatt-heure (article 30-2 de la loi nº 2004-803 du 9 août 2004 modifié).

L'article L. 111-84 du Code de l'énergie impose la tenue d'une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés. Les États membres ou toute autre autorité désignée ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

Accès des tiers aux réseaux

L'article L. 111-91 du Code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'achat d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur installé sur le territoire national.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE.

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie et actuellement en vigueur ont été fixés par la décision ministérielle du 5 juin 2009. 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.

Obligations d'achat d'électricité

EDF est soumis à des obligations d'achat d'électricité.

Les articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie prévoient que le Ministre chargé de l'énergie peut, lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, lancer 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 d'achat d'électricité avec le ou les candidats retenus (il s'agit d'un protocole dans l'hypothèse où c'est EDF « producteur » qui est lui-même retenu).

Les articles L. 314-1 et suivants prévoient, par ailleurs, qu'EDF (ainsi que les ELD chargées de la fourniture dans leur zone de desserte) est tenu de conclure à la demande des producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite essentiellement :

- 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 (notamment l'énergie photovoltaïque) 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 ou sur le domaine public maritime ou dans la zone économique exclusive ;
- par les installations qui valorisent des énergies de récupération ;
- dans les départements d'outre-mer, par les installations électriques qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, dont celle issue de la canne à sucre.

Ces installations ne peuvent, en dehors du cas particulier de certaines installations hydroélectriques, bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

Le décret nº 2001-410 du 10 mai 2001 a prévu que le producteur bénéficiant de l'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 déterminées par arrêté du Ministre chargé de l'énergie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la CRE.

Un décret du 9 décembre 2010 a suspendu, pour une durée de 3 mois à compter du 10 décembre 2010, l'obligation de conclure un contrat d'achat de l'énergie produite par les installations photovoltaïques, à l'exception, toutefois, des installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 kWc, des contrats en cours et des projets déjà très avancés.

À l'issue de cette période de suspension, un nouveau cadre réglementaire est entré en vigueur, constitué principalement de deux arrêtés. Les nouvelles conditions tarifaires sont fixées par un arrêté du 4 mars 2011 qui instaure plusieurs formules tarifaires tenant principalement compte du caractère intégré ou non de l'installation, de sa puissance crête et de la puissance crête de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet sur le même bâtiment ou la même parcelle cadastrale, ainsi que de l'usage du bâtiment sur lequel est située l'installation.

Les tarifs d'achat font l'objet d'une évolution trimestrielle, en fonction de la puissance cumulée des installations pour lesquelles des demandes complètes de raccordement ont été déposées au cours du trimestre écoulé. Certaines installations, notamment les installations au sol, font toutefois l'objet d'une dégressivité trimestrielle, qui ne tient pas compte du volume de demandes de raccordement déposées auprès du gestionnaire de réseau concerné.

Par ailleurs, le gouvernement a souhaité que le dispositif soit complété par un système d'appels d'offres pour les installations sur bâtiments de plus de 100 kWc et les centrales au sol. Les conditions de réalisation de ces appels d'offres sont fixées par le décret modifié du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité. Deux appels d'offres portant sur des installations photovoltaïques sont en cours à la date de dépôt du présent document de référence.

Les surcoûts découlant des contrats d'achat de l'énergie produite par les installations photovoltaïques supportés par EDF et les ELD chargées de la fourniture sont compensés par la CSPE perçue sur les consommateurs finals.

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La Contribution au Service Public de l'Électricité – CSPE

La Contribution aux charges de Service Public de l'É lectricité, prévue par les articles L. 121-6 et suivants du Code de l'énergie, a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux ELD. La loi pose le principe d'une compensation intégrale des charges 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 (articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie) et, d'autre part, des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre des articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou une ELD,
  - les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental, 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 pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « Produit de première nécessité » (TPN),
  - les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (dans la limite d'un pourcentage de la charge supportée par le fournisseur au titre du TPN pour l'année considérée fixé par arrêté).

La CSPE est perçue en totalité directement auprès du consommateur final sous forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs réglementés de vente ou aux tarifs d'utilisation des réseaux, ou directement auprès des producteurs qui produisent pour leur propre usage.

En application de la loi de finances pour 2011, l'article L. 121-13 du Code de l'énergie prévoit qu'en l'absence, au 31 décembre, d'arrêté ministériel fixant le montant de la contribution pour l'année suivante, le montant proposé par la CRE entre en vigueur le 1er janvier, dans la limite d'une augmentation de 0,003 /kWh par rapport au montant applicable avant cette date (1).

L'article 56 de la loi de finances rectificative pour 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 /MWh pour la période allant du 31 juillet 2011 au 30 juin 2012, puis à 10,50 /MWh du 1er juillet au 31 décembre 2012.

Depuis le 1er janvier 2011, la CSPE est plafonnée à 550 000 euros par site de consommation et par an. À compter de 2011, ce plafond sera actualisé chaque année dans une proportion égale au taux prévisionnel de croissance de l'indice des prix hors tabac. Le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est par ailleurs plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée.

Le développement massif des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (principalement éolien et photovoltaïque) bénéficiaires de l'obligation d'achat conduit à un alourdissement significatif des charges à compenser par la CSPE.

Compensation des surcoûts de distribution

Le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) 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.

Les garanties de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contri-

(1) Dans une délibération du 7 octobre 2010 publiée au Journal officiel le 6 janvier 2011, la CRE a indiqué que, pour compenser intégralement les charges de service public sur l'électricité, la CSPE devrait s'élever à 12,9 /MWh en 2011, dont 9,3 /MWh pour couvrir les charges de service public prévisionnelles au titre de l'année 2011 et 3,6 /MWh pour couvrir la régularisation de l'année 2009 et les reliquats.

buer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur doit ainsi disposer, sous peine de sanction administrative, de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité, pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation, notamment en période de pointe. Un décret en Conseil d'État doit préciser les conditions de fonctionnement de ce dispositif.

Jusqu'à la publication de ce décret en Conseil d'État, à titre transitoire, l'article 7 de la loi NOME prévoit qu'un appel d'offres est organisé annuellement par RTE, selon des modalités approuvées par la CRE, pour mettre en œuvre, notamment pendant les périodes de pointe de consommation, des capacités d'effacement additionnelles sur une durée de trois ans.

La régulation du secteur électrique

La Commission de Régulation de l'Énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000.

Les articles L. 131-1 et suivants du Code de l'énergie donnent une définition générale de la mission de la CRE, chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs consultatifs (pouvoir de proposition et pouvoir de donner un avis) et de pouvoirs de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

Elle propose ainsi aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent. À compter de 2013, le prix de l'ARENH sera arrêté sur proposition de la CRE ; il en sera de même à partir de 2016 pour les tarifs réglementés de vente et le tarif de cession. Par ailleurs, la CRE est désormais dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des Tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution : elle transmet sa décision motivée à l'autorité administrative, qui peut uniquement lui demander une nouvelle délibération. La CRE est aussi investie d'importants pouvoirs d'information et d'enquête ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

Par ailleurs, le règlement n° 713/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 institue une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). L'ACER participe à la création des codes de réseau dans le domaine de l'électricité et du gaz et peut prendre des décisions concernant les infrastructures transfrontalières (à ce sujet, voir également section 6.5.4.2.5 (« Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables »)).

6.5.2 Législation relative au marché du gaz

6.5.2.1 Législation communautaire

Ce sont la directive n° 98/30/CE du 22 juin 1998 et la directive n° 2003/55/CE du 26 juin 2003 qui ont constitué les principales étapes de l'ouverture du marché du gaz à la concurrence.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ont été définies par la directive n° 2009/73/CE du 13 juillet 2009, transposée dans le Code de l'énergie par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011, et par le règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

6.5.2.2 Législation française : Code de l'énergie

La directive n° 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 13 juillet 2009 a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie. Le Code de l'énergie est entré en vigueur le 1er juin 2011.

Accès aux réseaux de gaz naturel

Le Code de l'énergie prévoit que les clients, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

Clients

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de l'article L. 445-4 du Code de l'énergie que les clients domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an bénéficient à leur demande et sans condition des tarifs réglementés. Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « Produit de première nécessité » dans le domaine de l'électricité bénéficient, pour une part de leur consommation, d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz 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 modifiée par le décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel. 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.

Les clients dont la consommation excède 30 000 kWh par an ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à condition qu'aucune nouvelle offre n'ait été souscrite sur ce site, en application de l'article L. 445-4 alinéa 2 du Code de l'énergie.

Fournisseurs

L'article L. 443-4 du Code de l'énergie qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre État en vertu

d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le Ministre chargé de l'énergie.

EDF est autorisée à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel pour approvisionner les clients non résidentiels n'assurant pas de mission d'intérêt général par un arrêté du Ministre délégué à l'Industrie du 14 septembre 2004 ainsi que, depuis un arrêté en date du 9 août 2005, les clients non résidentiels assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel et, depuis un arrêté du 15 juin 2007, les clients résidentiels.

EDF ne fournit ses clients qu'en nouvelle offre et non pas aux tarifs réglementés de vente.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

Le Code de l'énergie oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1er novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients résidentiels et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 modifié précise le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

Contrôle et sanctions

Le Code de l'énergie confère au Ministre de l'Économie et au Ministre chargé de l'énergie ainsi qu'à la Commission de Régulation de l'Énergie un pouvoir de surveillance du marché du gaz. Le Ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension de l'autorisation de fourniture du gaz naturel. La CRE peut enquêter pour rechercher la commission d'infractions au Code de l'énergie (article L. 135-13 du Code de l'énergie).

6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité

Le régime de la concession

Conformément à l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 (articles L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie), la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. Ce régime n'a pas été remis en cause par les lois successives sur l'électricité. 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 établissements publics de coopération intercommunale, voire au niveau départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par les directives communautaires, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusive et, d'autre part, la mission de développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à ERDF et aux ELD dans leurs zones de desserte, ainsi qu'à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concessions ainsi que les renouvellements de contrats doivent faire l'objet d'une signature tripartite, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution) et par EDF (ou 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 droits des autorités concédantes sont détaillés à la section 6.2.2.2.4 (« Concessions ») ci-avant.

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 la réglementation en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations, de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

6.5.4.1 Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementation en matière d'environnement

Loi Grenelle 1

La loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, dite « Grenelle 1 », regroupe un ensemble d'engagements et d'objectifs généraux à moyen et long terme en matière environnementale, au nombre desquels figurent la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables, la protection de la biodiversité et des milieux naturels, la prévention des risques pour l'environnement et la santé ainsi que la gestion des déchets. Par ailleurs, la loi assure un renforcement du rôle des associations et de l'information en matière environnementale et contient diverses dispositions relatives à la gouvernance d'entreprise.

Loi Grenelle 2

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite « Grenelle 2 », décline en dispositions opérationnelles les engagements généraux de la loi Grenelle 1. Nombre de ses dispositions impactent les activités d'EDF, notamment :

- la mise en place de nouveaux instruments de planification territoriale en vue de permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable. Parmi ceux-ci, les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), dont le régime juridique est désormais fixé aux articles L. 222-1 à L. 222-3 et R. 222-1 à R. 222-7 du Code de l'environnement. Les SRCAE doivent en principe être adoptés avant le 30 juin 2012 ;
- la mise en place des trames vertes et bleues (TVB), qui ont vocation à permettre de compenser la perte de la biodiversité en faisant le lien entre les espaces naturels protégés et en créant des corridors écologiques entre ces espaces ;
- le renforcement du régime juridique des ICPE dans un but de prévention des risques industriels ;

- l'extension de l'obligation de *reporting* social et environnemental des entreprises, prévu à l'article L. 225-102-1 du Code de commerce. Le champ d'application de cette obligation est élargi à certaines sociétés non cotées, en fonction de seuils déclencheurs (bilan, nombre de salariés). Par ailleurs, les sociétés qui établissent des comptes consolidés devront fournir dans leur rapport de gestion non seulement les informations sociales et environnementales qui les concernent directement, mais aussi celles concernant l'ensemble de leurs filiales ou les sociétés qu'elles contrôlent. Depuis l'adoption de la loi n° 2012-387 du 22 mars 2012 relative à la simplification du droit et à l'allègement des démarches administratives, les filiales ou sociétés contrôlées qui dépassent les seuils précités ne sont plus tenues de publier les informations sociales et environnementales dès lors que ces informations sont publiées par la société qui les contrôle, de manière détaillée par filiale ou par société contrôlée, et que ces filiales indiquent comment y accéder dans leur propre rapport de gestion. Dans certains cas, une information individualisée sera exigée en complément des informations consolidées. Pour les sociétés cotées, à compter des exercices ouverts après le 31 décembre 2011, la vérification des données sera confiée à des organismes tiers indépendants qui émettront un avis. Le décret d'application de ces dispositions n'a pas encore été publié, à la date de dépôt du présent document de référence.

Loi sur la responsabilité environnementale

La loi du 1er août 2008 relative à la responsabilité environnementale, codifiée aux articles L. 160-1 à L. 165-2 du Code de l'environnement, a pour objet de favoriser la prévention et la réparation des dommages environnementaux d'une certaine gravité affectant les eaux, les sols et la biodiversité. La réparation est uniquement d'ordre écologique et doit permettre un retour des milieux naturels à l'état antérieur ou à un état équivalent.

Loi sur l'eau et les milieux aquatiques

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 a renforcé les contraintes pesant sur EDF 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 (décret n° 2010-1391 du 12 novembre 2010), et une simplification des procédures administratives est par ailleurs organisée afin de faciliter l'installation d'équipements hydroélectriques complémentaires.

PCB et PCT

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe.

La directive européenne n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 imposait un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT à des taux supérieurs à 500 ppm ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances, qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant devait être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. EDF, qui a fait l'objet d'un plan particulier d'élimination, a atteint cet objectif. (Voir aussi la section 6.4.3.2.2.4 (« Maîtriser les autres impacts (sols pollués, déchets, eau) »).)

Gaz à effet de serre

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne n° 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée établissant un système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (« GES ») au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto (directive ETS).

En France, cette directive a été transposée et codifiée aux articles L. 229-5, R. 229-5 et suivants du Code de l'environnement. En application de ces textes, la France a approuvé par un décret du 15 mai 2007 son deuxième plan national d'allocation des quotas (PNAQ) pour la période 2008-2012. Le PNAQ 2 fixe la quantité totale des quotas de CO_2 à 132,8 millions de tonnes de CO_2, dont 25,6 millions de tonnes pour le secteur électrique et 16,58 millions de tonnes par an pour EDF. Le Groupe a une obligation annuelle de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO_2 de ses installations. Pour respecter cette obligation, il peut, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus des projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe et mécanisme de développement propre).

L'article 18 de la loi n° 2011-1977 du 28 décembre 2011 de finances pour 2012 a créé une taxe exceptionnelle pesant sur le chiffre d'affaires des bénéficiaires de quotas de CO_2. La taxe, exigible au 1er janvier 2012, est due par les personnes ayant reçu au titre de la période allant du 1er janvier 2008 au 31 décembre 2012 au moins 60 000 quotas de CO_2. Elle est assise sur le chiffre d'affaires de 2011, est perçue à un taux (fixé par arrêté ministériel) compris entre 0,03 et 0,07 % et plafonnée. Le produit de la taxe devrait permettre à l'État de financer l'acquisition des quotas manquants pour les nouveaux entrants pour la période 2010-2012 (estimation : 30 millions de quotas). Les principaux secteurs mis à contribution sont la production d'électricité et de gaz (EDF), les industries alimentaires, la chimie et la métallurgie.

À compter de 2013, pour le secteur électrique, les quotas seront mis aux enchères et non plus alloués gratuitement, comme jusqu'à présent. EDF devra, par conséquent, acheter l'intégralité de ses quotas. Un règlement (CE) n° 1031/2010 du 12 novembre 2010 précise les modalités de cette mise aux enchères.

Bilan des GES

En application des articles L. 229-25 et R. 229-45 et suivants du Code de l'environnement, les entreprises de plus de 500 salariés doivent réaliser annuellement un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre, et une synthèse des actions envisagées pour les réduire.

Ce bilan est public et mis à jour tous les trois ans. Le premier bilan doit être établi avant le 31 décembre 2012. Il porte sur les activités de la personne morale assujettie sur le territoire français. Un arrêté précise le système national d'inventaires d'émission et de bilans dans l'atmosphère ainsi que les informations méthodologiques nécessaires à l'établissement de ces bilans.

Certificats d'économies d'énergie

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie, fixé aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif triennal d'économies d'énergie qu'il répartit entre les personnes assujetties (dites

les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Pour la période allant du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2013, l'objectif d'économies affiché est de 345 TWhc (contre 54 TWhc pour la première période). L'obligation d'EDF devrait se situer aux alentours de 140 TWhc (contre 29,8 TWhc pour la première période). Le montant définitif sera arrêté et notifié au plus tard le 31 mars 2014, après déclaration certifiée par l'entreprise, via un expert-comptable ou un Commissaire aux comptes, des quantités annuelles vendues sur la période. Sous peine de sanctions, les « obligés » doivent produire à l'issue de la période concernée, des certificats d'économies d'énergie correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser, obtenus en contrepartie de la réalisation (directe ou indirecte) d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques dits « éligibles » par le biais du registre national des certificats.

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.

La protection de l'environnement par le droit pénal

La directive n° 2008/99/CE du 19 novembre 2008 relative à la protection de l'environnement par le droit pénal, qui a principalement pour objet d'identifier les actes gravement dommageables qui doivent être réprimés par tous les États membres, est à l'origine de l'ordonnance n° 2012-34 du 11 janvier 2012 qui procède à l'harmonisation des sanctions pénales prévues dans le Code de l'environnement.

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante

En France, la réglementation impose, notamment, la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments, et le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumis à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles

EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéro-réfrigérantes désormais soumises à la réglementation sur les ICPE. EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF doit par ailleurs procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée.

Substances à l'état nanoparticulaire

Les articles L. 523-1 et suivants et R. 523-12 et suivants du Code de l'environnement prévoient une obligation de déclaration obligatoire des quantités et des usages des substances nanoparticulaires ou des nanomatériaux produits, distribués ou importés en France, ainsi qu'une mise à disposition du public et des autorités de contrôle des informations relatives à ces substances. EDF est susceptible d'être concerné par ce dispositif en tant qu'utilisateur de substances à l'état nanoparticulaire.

Exposition aux champs électromagnétiques (CEM)

En application de la loi Grenelle 2, le décret n° 2011-1697 du 1er décembre 2011 impose au gestionnaire de réseau public de transport (GRT) d'électricité de réaliser un contrôle régulier des CEM induits par les lignes électriques de transport d'électricité.

Produits chimiques

Le règlement (CE) n° 1907/2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, dit règlement « REACH », entré en vigueur le 1er juin 2007, vise à assurer un niveau élevé de protection de la santé humaine et de l'environnement ainsi que la libre circulation des substances dans le marché intérieur, tout en améliorant la compétitivité et l'innovation. EDF est concerné par ces textes en tant qu'utilisateur, mais aussi en tant que fabricant et importateur de produits chimiques. EDF s'est conformé à son obligation d'enregistrer auprès de l'Agence européenne des produits chimiques les substances qu'il fabrique ou importe à plus de 1 000 tonnes par an. S'agissant de la prochaine échéance d'enregistrement, en mai 2013, EDF se prépare dès à présent à enregistrer la monochloramine et l'hypochlorite de sodium. Une révision du règlement REACH est prévue en 2012.

Par ailleurs, la directive n° 98/8/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 16 février 1998 concernant la mise sur le marché des produits biocides (1), transposée aux articles L. 522-1 et suivants du Code de l'environnement, met notamment en place un régime d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides sur le territoire européen. Elle a pour objectif principal d'assurer un niveau de protection élevé de l'homme, des animaux et de l'environnement en limitant la mise sur le marché aux seuls produits biocides efficaces présentant des risques acceptables et en encourageant la mise sur le marché de substances actives présentant de moins en moins de risque pour l'homme et l'environnement. EDF est concerné par ce texte en tant qu'utilisateur de produits biocides.

6.5.4.2 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF

6.5.4.2.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement

Installations soumises à autorisation

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), codifiée dans le Code de l'environnement. Ces installations sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients qu'elles peuvent présenter pour l'environnement et la santé humaine, à un régime de déclaration préalable, d'autorisation simplifiée (dit « d'enregistrement »), ou d'autorisation. La demande d'autorisation d'exploiter une ICPE est accompagnée d'un dossier contenant notamment une analyse de l'impact du projet sur l'environnement, dite « étude d'impact ». Cette étude comporte une analyse des effets de l'installation sur l'environnement et la santé humaine. L'autorisation ICPE est accordée après enquête publique régie conformément aux dispositions du Code de l'environnement.

La loi Grenelle 2 et ses décrets d'application (nos 2011-2019 et 2011-2018) ont réformé les dispositions relatives à l'étude d'impact et à l'enquête publique, qui s'appliquent aux projets d'EDF. L'objectif de cette réforme

(1) La directive définit les biocides comme les substances actives et préparations contenant une ou plusieurs substances actives destinées à détruire, repousser ou rendre inoffensifs les organismes nuisibles, à en prévenir l'action ou les combattre de toute manière, par une action chimique ou biologique.

est de mettre la France en conformité avec les conventions internationales et le droit communautaire (convention d'Aarhus sur l'accès à l'information, la participation du public au processus décisionnel et l'accès à la justice en matière d'environnement et directive n° 85/337/CE du 27 juin 1985 concernant l'évaluation des incidences de certains projets publics et privés sur l'environnement). Le nouveau dispositif renforce le contenu de l'étude d'impact (examen des impacts cumulés, mesures d'évitement, de réduction et de compensation…) et modifie les modalités de la procédure d'enquête publique (durée de l'enquête, regroupement d'enquêtes, composition du dossier d'enquête…). Il s'appliquera à compter du 1er juin 2012.

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. La constitution de garanties financières est également exigée pour certaines installations telles que les carrières, les installations de stockage de déchets, les installations Seveso et les sites de stockage géologique de dioxyde de carbone. Ces garanties sont destinées à assurer, suivant la nature des dangers ou inconvénients de chaque catégorie d'installations, la surveillance du site et le maintien en sécurité de l'installation, les interventions éventuelles en cas d'accident avant ou après la fermeture, et la remise en état après fermeture. Elles ne couvrent pas les indemnisations dues par l'exploitant aux tiers qui pourraient subir un préjudice par fait de pollution ou d'accident causé par l'installation.

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (« DREAL »), qui 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

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.

La directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (dite « IED ») a révisé et refondu en un texte unique plusieurs textes existants dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc. Son chapitre 3 concerne tout particulièrement EDF puisqu'il règle les activités de production d'électricité par les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence applicables à ces centrales sont fonction du type d'installation et du combustible et entrent en vigueur à compter du 1er janvier 2016. Cette directive a été partiellement transposée en droit national par l'ordonnance n° 2012-7 du 5 janvier 2012 (chapitre II de la directive). Cette transposition (codifiée aux articles L. 515-28 à L. 515-31 du Code de l'environnement) a pour effet d'élargir le champ d'application de la directive IPPC à de nouvelles activités, de renforcer la portée des meilleures techniques disponibles (MTD) sur lesquelles seront fondées les valeurs limites d'émission fixées, d'entraîner un réexamen des conditions d'exploitation dans les 4 ans suivant l'adoption des MTD et d'imposer, dans certains cas, la réalisation d'un « rapport de base » sur l'état des sols. Un projet de décret d'application est en cours d'élaboration.

6.5.4.2.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base

EDF est soumis 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 », codifiée dans le Code de l'environnement par l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012) et à son décret d'application n° 2007-1557 du 2 novembre 2007. Ces textes fixent le régime juridique applicable aux installations nucléaires de base (« INB »). La loi a créé l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »), autorité administrative indépendante, les Ministres conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale.

La loi TSN prévoit 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. 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 de la sécurité, santé et salubrité publiques, ainsi que 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.

Les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, ainsi que les limites associées sont fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, soumises à homologation du Ministre chargé de l'énergie, en ce qui concerne les décisions fixant les limites.

D'autres prescriptions sont également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation et entreposés dans celle-ci.

Les règles de sûreté et le contrôle des installations nucléaires

Les installations nucléaires d'EDF sont soumises 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 constitué par, pour chaque INB, l'étude de dangers exposant les risques inhérents à l'INB, les dispositions propres à limiter la probabilité d'occurrence des accidents et leurs effets, 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 en matière de sécurité nucléaire 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'exploitant des informations sur les risques liés à la sûreté d'une installation nucléaire de base.

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.

Le démantèlement des installations nucléaires

La mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une INB sont autorisées par décret pris après avis de l'ASN. Cette dernière définit les prescriptions relatives au démantèlement, et le décret fixe notamment les caractéristiques du démantèlement et son délai de réalisation. Une fois le démantèlement effectué, l'exploitant adresse à l'ASN une demande de déclassement. Sous réserve de la procédure prévue par le décret INB, l'ASN prendra la décision de déclassement qui fera l'objet d'une homologation.

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 radioactifs. EDF assume la responsabilité des déchets radioactifs résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi du 30 décembre 1991.

Le mode de stockage des déchets radioactifs en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité nucléaire. Outre certains entreposages 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 ouvert depuis 2003. Les déchets radioactifs 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 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets nucléaires à haute activité et à vie longue (« HAVL »), issus du traitement des combustibles usés, sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement au centre d'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 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets à moyenne activité et vie longue (« 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 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ») ci-dessus).

À la suite de 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, mise en exploitation de celui-ci en 2025 ;
- entreposage : en vue, au plus tard en 2015, de créer de nouvelles installations d'entreposage ou de modifier des installations existantes.

La loi du 28 juin 2006 prévoit qu'un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR), 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 est 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 déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des 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 le Ministre chargé de l'économie et le Ministre chargé de l'énergie, elle-même soumise à une Commission nationale d'évaluation du financement des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le 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 les modalités d'application des dispositions de la loi de programme de juin 2006.

Ainsi, l'exploitant évalue les charges selon cinq catégories (charges de déconstruction 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.

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 directive n° 2011/70/Euratom du Conseil du 19 juillet 2011 est venu fixer un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets. Elle renforce les efforts de la Commission afin d'encadrer l'exploitation de l'énergie nucléaire dans l'Union européenne après l'adoption, en 2009, de la directive sur la sûreté nucléaire. Si la directive n° 2011/70/Euratom ne comporte pas de dispositions particulièrement innovantes du point de vue du droit français, elle constitue un socle de règles fondamentales en matière de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé pour un certain nombre d'États membres de l'Union européenne et clarifie plusieurs notions, sources potentielles de contentieux. Ce texte présente notamment le stockage géologique profond comme l'option la plus sûre et durable pour la gestion des déchets de haute activité à vie longue et envisage la possibilité de créer des sites de stockage partagés entre plusieurs États, sur la base toutefois du volontariat.

La réglementation en matière de 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 au titre du Code de la santé publique. Le décret n° 2002-460 du 4 avril 2002 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 impose en particulier une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

Une circulaire du 21 avril 2010 relative aux mesures de prévention des risques d'exposition aux rayonnements ionisants adressée aux agents de contrôle compétents en radioprotection des travailleurs précise l'ensemble des dispositions concernant les travailleurs exposés aux rayonnements ionisants.

Les dispositions relatives au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines sont fixées dans le Code de la santé publique.

La responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la Convention de Paris. Ces deux conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et le Royaume-Uni, pays dans lesquels le Groupe exploite des installations nucléaires (en France au travers d'EDF, au Royaume-Uni au travers d'EDF Energy). En France, en application de ces conventions, la responsabilité civile nucléaire est régie par la loi n° 68-943 du 30 octobre 1968 modifiée (codifiée dans le Code de l'environnement par l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012).

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 sur le territoire duquel est située l'installation nucléaire de l'exploitant responsable dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 201,4 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 345,3 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 4.2.3 (« 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 de l'exploitant 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 du protocole portant modification de la convention de Paris, c'est-à-dire lorsque au moins deux tiers des seize États signataires l'auront ratifiée, étant précisé que les treize États membres de l'Union européenne sont en outre tenus de déposer ensemble leurs instruments de ratification. Au 31 décembre 2011, douze États dont dix de l'Union européenne sur seize ont transposé dans leur droit national les dispositions des protocoles et sont prêts à déposer leurs instruments de ratification. 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.

Le Conseil de politique nucléaire réuni le 8 février 2012 a cependant demandé au Gouvernement de présenter en Conseil des Ministres un projet de loi visant à augmenter les plafonds d'indemnisation en cas d'accident, sans attendre l'entrée en vigueur des protocoles portant modification des conventions de Paris et de Bruxelles.

6.5.4.2.3 Réglementation applicable à la 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 (voir section 6.5.4 (« Réglementations applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement »)). Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la directive européenne n° 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive GIC – voir section 6.5.6 (« 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 jusqu'en 2015. À compter de cette date, ce sont les plafonds et les dérogations issues de la directive IED précitée qui auront vocation à s'appliquer.

Les activités de production thermique à flamme sont également soumises à la directive n° 96/82/CE concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses, dite Seveso 2. Cette directive fixe des mesures particulières de sécurité pour les installations utilisant des produits considérés comme particulièrement dangereux. En outre, ces installations sont soumises à une obligation de constitution de garanties financières spécifiques. Ces dispositions ont été codifiées à l'article L. 516-1 du Code de l'environnement.

6.5.4.2.4 Réglementation applicable aux installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par 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 6.5.4.1 (« Réglementations générales 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 précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret 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 du fait de sa non-compatibilité avec la procédure de mise en concurrence.

Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, font l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes

d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée en partie aux départements sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 1 a prévu la possibilité que le montant de cette redevance puisse être plafonné au-delà du seuil de 25 %. La loi Grenelle 2 prévoit qu'un plafond soit fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque mise en concurrence. Une partie du produit de cette redevance serait également affectée aux communes concernées.

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 et 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).

6.5.4.2.5 Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables

Le Paquet Climat a été à l'origine d'un ensemble de mesures visant à assurer que l'Union européenne réalisera d'ici 2020 les objectifs de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES), d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

L'un des cinq textes composant le Paquet Climat est la directive n° 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite directive « ENR ». Elle fixe la répartition de l'effort de 20 % d'ENR dans la consommation énergétique finale de l'Union européenne d'ici 2020 entre les États membres en considération notamment du mix énergétique national, du potentiel de chaque État et du PIB, et impose aux États membres d'adopter un plan d'action national en matière d'énergies renouvelables.

La France a adopté son plan d'action pour les énergies renouvelables 2009-2020 ; il reprend les objectifs de la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI).

Dans le cadre de la loi Grenelle 1, la France s'est fixé un objectif de 23 % d'énergies produites à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie.

Le régime des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables résultant de l'article 15 de la directive ENR a été transposé en droit français aux articles L. 314-14 et suivants du Code de l'énergie. Les modalités de mise en œuvre de ce régime ainsi que de désignation de l'organisme en charge de la gestion des garanties d'origine (délivrance, transfert, annulation) sont précisées par le décret n° 2006-1118 du 5 septembre 2006 modifié.

La loi Grenelle 2 contient également des dispositions plus favorables aux énergies marines :

- exemption de toute procédure d'urbanisme pour les installations implantées en mer « sur le domaine public maritime immergé au-delà de la laisse de la basse mer », si elles figurent dans un décret en Conseil d'État (article L. 421-5 du Code de l'urbanisme) ;
- dérogation permettant aux ouvrages de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité des installations marines utilisant les énergies renouvelables de traverser les zones littorales (article L. 146-4 du Code de l'urbanisme).

6.5.4.2.6 Réglementation applicable à la production de l'énergie éolienne

La construction d'éoliennes terrestres est soumise, en application des articles R. 421-1 et R. 421-2 du Code de l'urbanisme, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur égale ou supérieure à 12 mètres. La construction d'éoliennes implantées sur le domaine public maritime est dispensée de permis de construire, conformément à l'article R. 421-8-1 du Code de l'urbanisme.

En outre, en application de la loi Grenelle 2, les éoliennes terrestres sont désormais soumises à la nomenclature des ICPE, sous le régime de l'autorisation ou de la déclaration (voir section 6.5.4.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement »)) au titre de la rubrique 2980 « Installations terrestres de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs ». Les éoliennes soumises à autorisation font l'objet d'une étude d'impact qui doit accompagner le dossier de permis de construire. La délivrance de l'autorisation d'exploiter est subordonnée à l'éloignement des installations d'une distance de 500 mètres par rapport aux constructions à usage d'habitation, aux immeubles habités et aux zones destinées à l'habitation.

L'exploitant d'éoliennes ou, en cas de défaillance la société mère, est responsable de son démantèlement et de la remise en état du site, en fin d'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité (articles L. 553-3 et R. 553-1 du Code de l'environnement). À cette fin, il doit constituer des garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

6.5.5 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie

Inspiré des règles issues de la directive Abus de marché n° 2003/6/CE applicable aux marchés financiers (voir section 16.5 (« Code de déontologie boursière »)), le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Ce règlement vise à prévenir les abus et les manipulations de marché sur les marchés de gros de l'énergie et à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs.

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

L'ACER, agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, se voit confier la mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché.

L'ACER recueillera en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du

marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des transactions du marché de gros de l'énergie.

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

6.5.6 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.

6.5.6.1 Réglementation future au niveau communautaire

Réglementation des concessions de services

Annoncée de longue date, la proposition de directive communautaire relative à l'attribution des concessions de travaux et de services a été adoptée par la Commission européenne le 20 décembre 2011. La proposition prend la forme d'un texte autonome, distinct des directives marchés, dont elle s'inspire néanmoins pour nombre de concepts. Contrairement aux assurances données par la Commission, la proposition va bien au-delà d'une « approche légère » *(light approach)* en réglementant de manière précise les conditions d'attribution et de modification des concessions.

Le texte ne comporte pas d'exemption sectorielle en faveur des secteurs couverts par les directives n^{os} 2009/72/CE et 2009/73/CE. Une disposition, dont la rédaction demeure à parfaire, devrait permettre d'exclure du champ de la directive les concessions de réseaux. En revanche, le sort de la partie fourniture aux tarifs réglementés des concessions demeure incertain. L'impact sur le régime des concessions hydrauliques, déjà soumises à une obligation de mise en concurrence, devrait être modéré.

Le vote définitif du texte est annoncé pour la fin de l'année 2012.

Environnement

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 adoptée par le Parlement européen en première lecture le 14 novembre 2007. Le Conseil des Ministres européens de l'Environnement réuni le 20 décembre 2007 n'a en revanche pas 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 de prochaines présidences de l'Union européenne.

La Commission européenne a entamé le processus de révision de la directive relative aux études d'impact (n° 85/337/CE du 27 juin 1985). Elle préparerait une nouvelle proposition de directive pour 2012 en vue d'une adoption en 2014.

Utilisation des ressources

La Commission européenne a publié le 20 septembre 2011 une feuille de route pour une Europe efficace dans l'utilisation des ressources. L'objectif est de rendre l'Europe moins dépendante des importations de ressources stratégiques et de passer à une économie durable d'ici 2050 avec pour étape l'horizon 2020. Cette feuille de route vise comme pistes d'actions : l'économie des ressources (biodiversité, sols, air, eau…), l'amélioration des modes de production, le transfert de la taxation du travail vers la taxation des ressources et de traiter les déchets comme une ressource. Le secteur de l'énergie est visé. Des objectifs chiffrés et des indicateurs pourraient être fixés en 2013.

Efficacité Énergétique

La Commission européenne a publié le 22 juin 2011 une proposition de directive relative à l'efficacité énergétique et abrogeant les directives n^{os} 2004/8/CE (sur la promotion de la cogénération) et 2006/32/CE (sur l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et les services énergétiques). Cette proposition a pour objectif de permettre à l'Union européenne d'atteindre d'ici 2020 son objectif de 20 % d'économie d'énergie qui, à défaut de mesures nouvelles, ne serait pas atteint.

Le projet de directive contient plusieurs dispositions faisant peser de fortes contraintes sur les énergéticiens. Il est susceptible d'impacter lourdement les activités du Groupe. Parmi ces dispositions : l'obligation pour les entreprises de distribution d'énergie ou de vente d'énergie au détail de réaliser chaque année, aux niveaux des consommateurs finals, des économies d'énergie représentant 1,5 % de leurs ventes en volume ; la facturation mensuelle pour l'électricité, la fourniture des données de facturation en temps réel ; l'obligation pour toutes les nouvelles installations (et les installations rénovées) de production d'électricité thermique d'une puissance supérieure à 20 MW d'être dotées d'une unité de cogénération à haut rendement et d'être raccordées à un réseau de chaleur ; la priorité d'accès au réseau et au *dispatching* pour l'électricité issue de la cogénération à haut rendement, etc.

Nucléaire

La Commission européenne a présenté le 29 septembre 2011, un projet de directive Euratom fixant les normes de base relatives à la protection contre l'exposition aux rayonnements ionisants, qui a pour objet de remplacer et mettre à jour des directives existantes en tenant compte des normes internationales développées ces dernières années par les experts de la Commission internationale de protection radiologique et par l'Agence internationale de l'énergie atomique.

Exposition aux champs électromagnétiques (CEM)

Le Groupe est 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), dont la date limite de transposition a été reportée par la directive n° 2008/46/CE au 30 avril 2012. 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 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.

Le 14 juin 2011, la Commission européenne a adopté une proposition de directive visant à encadrer et à améliorer les règles de l'Union européenne destinées à protéger les travailleurs, et notamment les personnes chargées de réparer les lignes électriques. Cette proposition devrait remplacer la directive n° 2004/40/CE du 29 avril 2004.

Installations Seveso

La Commission européenne a présenté le 21 décembre 2010 une proposition de directive visant à renforcer les règles concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances chimiques (dite « Seveso 3 »). Ces modifications seront intégrées à la directive Seveso 2 précitée.

Ce projet de révision, qui devrait s'appliquer à compter du 1er juin 2015, a notamment pour objectif d'intégrer dans la législation les modifications apportées par le règlement CLP du 16 décembre 2008, relatif à la classification, à l'étiquetage et à l'emballage des substances et des mélanges. Cette modification est susceptible d'impacter le Groupe dans la mesure où des produits jusque-là hors du périmètre de la réglementation Seveso pourraient y être soumis par reprise de la liste CLP. Parmi les autres changements importants proposés figurent des dispositions plus strictes concernant l'accès du public aux informations relatives à la sécurité, la participation au processus décisionnel et l'accès à la justice, ainsi que des améliorations relatives à la manière dont les informations sont recueillies, gérées, mises à disposition et partagées. La proposition introduit également des normes plus sévères pour les inspections des installations.

Biocides

Un projet de règlement proposé en juin 2009 par la Commission européenne, actuellement en cours de discussion, et dont l'entrée en vigueur est prévue en 2013, remplacera la directive n° 98/8/CE précitée en vue, notamment, de simplifier la procédure actuelle d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides. EDF est principalement concerné du fait de l'extension du champ d'application de ce futur règlement à la génération *in situ* de substances actives.

6.5.6.2 Réglementation future au niveau national

Gaz à effet de serre

Un projet d'ordonnance de transposition de la directive n° 2009/29/CE du 23 avril 2009, qui a profondément modifié la directive ETS pour la 3e période commençant le 1er janvier 2013 (voir ci-dessus) a été soumis à consultation début janvier 2012. Il vise à préciser notamment le champ d'application du système, et à ce titre inclut, dans sa version actuelle, les installations nécessaires à l'exploitation d'une INB. La directive doit être transposée au 31 décembre 2012 au plus tard ; mais compte tenu de la nécessité de fixer, par arrêté, la liste des installations concernées et des quotas affectés au cours du second semestre 2012, cette transposition devrait avoir lieu avant cette date.

Décrets d'application de la loi Grenelle 2

L'application de la loi Grenelle 2 nécessite la publication d'un grand nombre de décrets d'application : sur environ 190 décrets attendus, au 31 janvier 2012, 128 ont été publiés[1].

Devraient notamment être publiés dans le courant de l'année 2012 :

- un décret et des arrêtés fixant les garanties financières applicables aux ICPE en application de l'article L. 516-1 du Code de l'environnement (voir section 6.5.4.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement »)). Cette réforme vise à étendre l'obligation de constitution de garanties financières à un plus grand nombre d'installations soumises à autorisation (liste fixée par arrêté), en vue de couvrir les mesures de mise en sécurité du site à la cessation d'activité de l'installation et, dans certains cas, les mesures de gestion de la pollution survenue en cours d'exploitation après juillet 2012. Le Groupe doit être attentif aux activités concernées ainsi qu'aux modalités d'entrée en vigueur de cette réforme pour les installations existantes ;
- un projet de décret relatif à l'information sur les risques de pollution des sols (voir section 6.5.4.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)). Ce texte, pris en application des articles L. 125-6 et L. 125-7 du Code de l'environnement, étend l'obligation d'information en matière de sites et sols pollués à d'autres domaines que les ventes de terrains sur lesquels sont exploités des ICPE. Les sites seraient répertoriés selon deux catégories de zone : les zones de vigilance, sur lesquelles il y a une pollution avérée, et les zones d'information, dans lesquelles il y a seulement une probabilité de pollution. Le Groupe doit être attentif à ce dispositif, les installations industrielles qu'il exploite ou a exploité pouvant être incluses dans les zones identifiées dans ce cadre et, lorsqu'il construit sur ces terrains, des études devant être réalisées ;
- un projet de décret d'application de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce relatif aux obligations de transparence des entreprises en matière sociale et environnementale (voir section 6.5.4.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité ») ;

Installations classées pour la protection de l'environnement

La directive dite IED n'ayant été que partiellement transposée (voir section 6.5.4.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement »)), une seconde ordonnance viendra compléter cette transposition et notamment pour ce qui concerne les dispositions applicables aux GIC.

PCB

Un projet de réforme de la réglementation sur les PCB (voir section 6.5.4.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)). Elle introduit de nouvelles échéances d'élimination et de décontamination pour les appareils contenant un fluide dont la teneur en PCB est supérieure à 50 ppm et unifie le régime de détention de ces appareils en supprimant la rubrique 1180 de la nomenclature ICPE auxquels les détenteurs d'appareils de plus de 30 l étaient auparavant soumis.

Nucléaire

Le 21 mars 2012, a été présenté au Conseil des Ministres un projet de loi ratifiant l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012 et modifiant plusieurs codes (environnement, santé publique, défense). Ce projet prévoit notamment une augmentation des plafonds d'indemnisation en cas d'accident nucléaire (le niveau serait relevé de 91,5 à 700 millions d'euros).

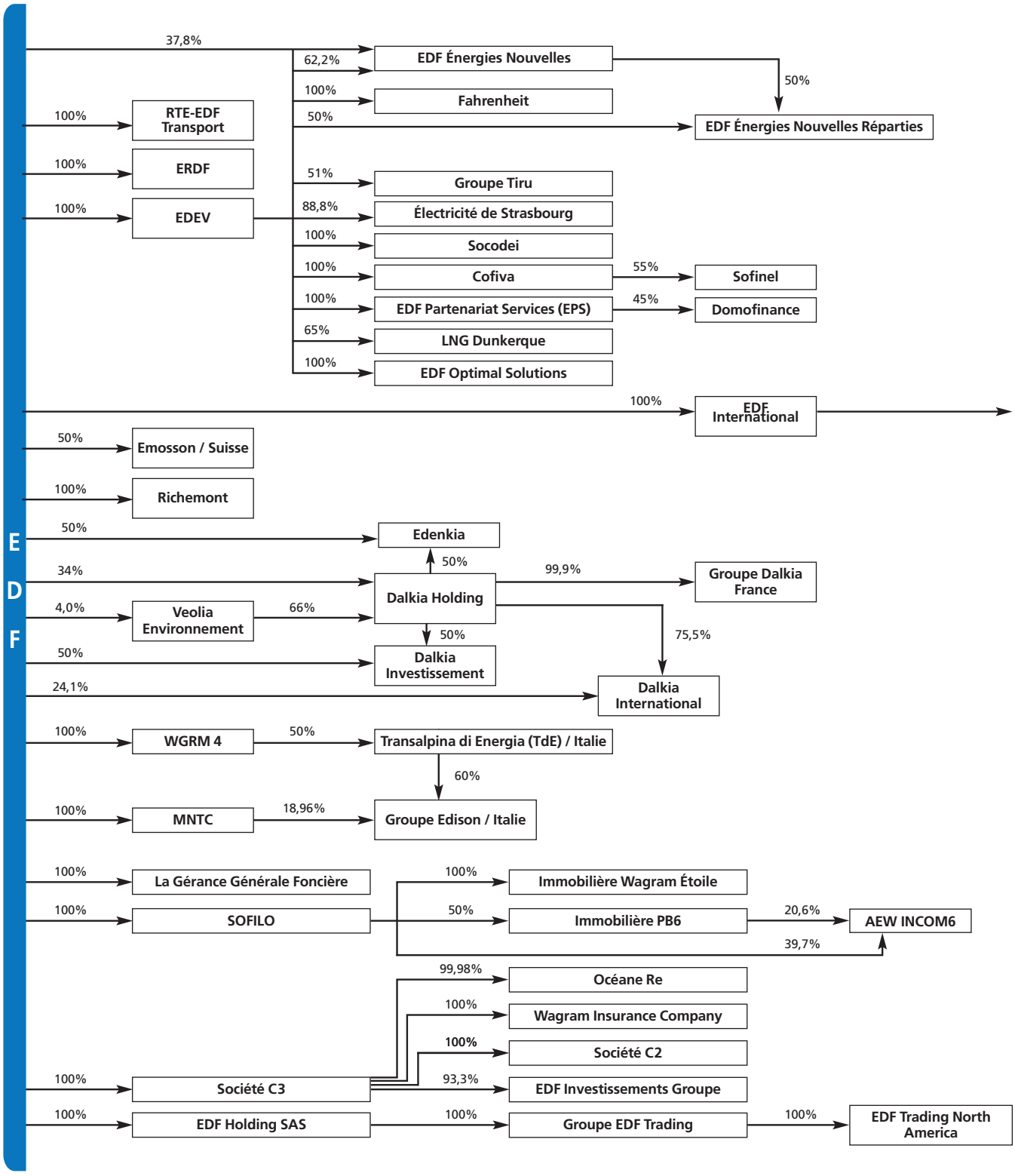
(1) Rapport d'information sur la mise en application de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement n° 4340, 9 février 2012

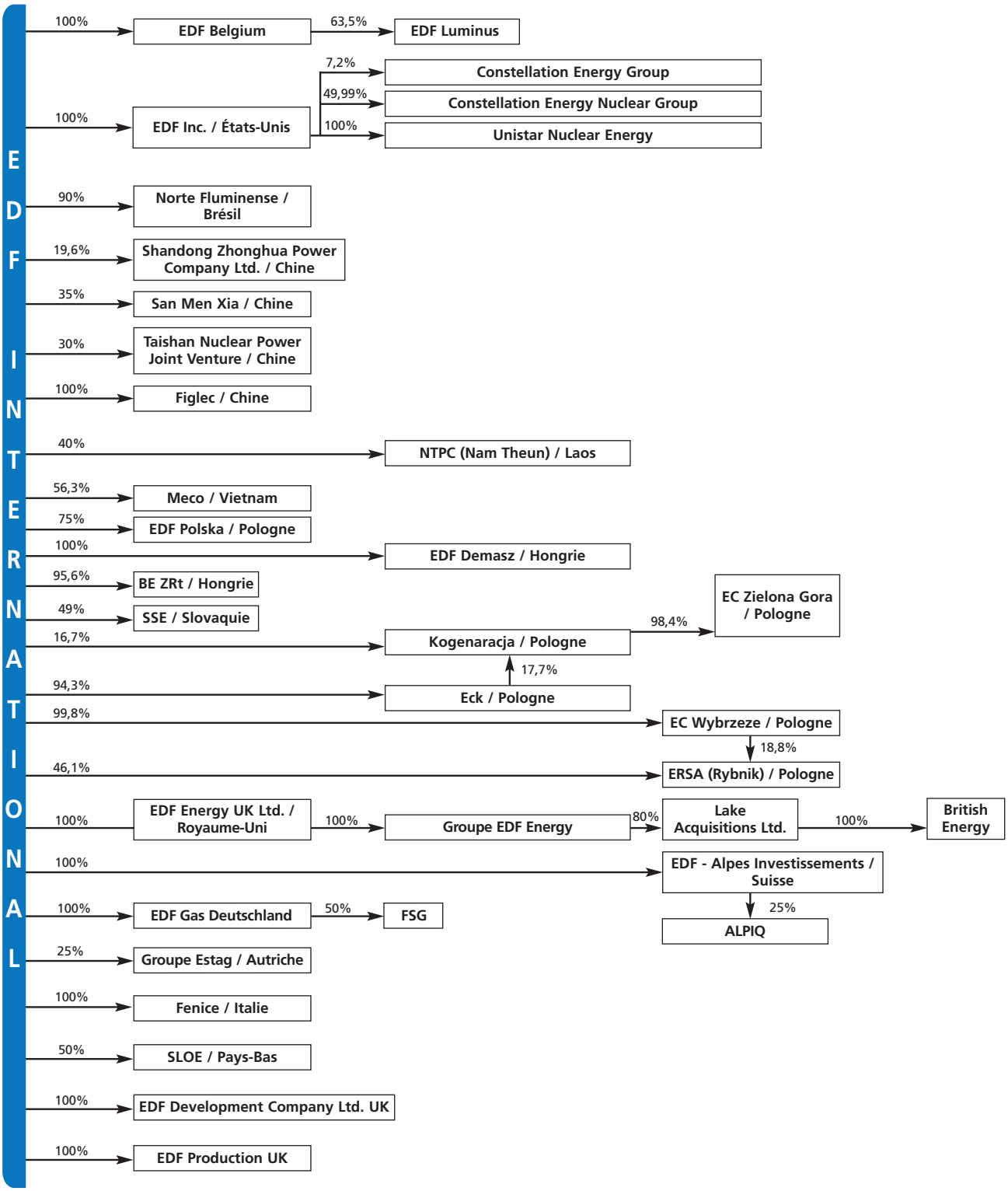
7.

Organigramme

7. Organigramme

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2011 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.




EDF INTERNATIONAL
100%
EDF Belgium
63,5%
EDF Luminus
7,2%
Constellation Energy Group
49,99%
Constellation Energy Nuclear Group
100%
EDF Inc. / États-Unis
100%
Unistar Nuclear Energy
90%
Norte Fluminense / Brésil
19,6%
Shandong Zhonghua Power Company Ltd. / Chine
35%
San Men Xia / Chine
30%
Taishan Nuclear Power Joint Venture / Chine
100%
Figlec / Chine
40%
NTPC (Nam Theun) / Laos
56,3%
Meco / Vietnam
75%
EDF Polska / Pologne
100%
EDF Demasz / Hongrie
95,6%
BE ZRt / Hongrie
49%
SSE / Slovaquie
16,7%
Kogenaracja / Pologne
98,4%
EC Zielona Gora / Pologne
17,7%
94,3%
Eck / Pologne
99,8%
EC Wybrzeze / Pologne
18,8%
46,1%
ERSA (Rybnik) / Pologne
100%
EDF Energy UK Ltd. / Royaume-Uni
100%
Groupe EDF Energy
80%
Lake Acquisitions Ltd.
100%
British Energy
100%
EDF - Alpes Investissements / Suisse
25%
ALPIQ
100%
EDF Gas Deutschland
50%
FSG
25%
Groupe Estag / Autriche
100%
Fenice / Italie
50%
SLOE / Pays-Bas
100%
EDF Development Company Ltd. UK
100%
EDF Production UK

7. Organigramme

L'intégralité des sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe est mentionnée à la note 52 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Informations relatives aux filiales

La présentation des activités des principales filiales du Groupe, la description de leurs dernières acquisitions, et 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 6.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 fournit des informations financières sur les sociétés du Groupe, par secteur opérationnel.

Mandats exercés par les dirigeants d'EDF

Les mandats exercés par les dirigeants d'EDF au sein des filiales du Groupe sont mentionnés à la section 14.1.2 (« Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration »).

Relations contractuelles intragroupes

Conventions de centralisation de trésorerie conclues entre EDF et ses filiales

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

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

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

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

Flux financiers entre EDF et ses filiales

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-dessus, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe. Une part substantielle des dividendes mis en paiement par certaines filiales du Groupe (dont EDF Energy) est exclusivement versée à EDF International. La totalité des dividendes reçus par EDF International en 2011 est de 321,7 millions d'euros (dividendes reçus en 2011 au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2010). EDF a reçu de ses filiales consolidées en 2011 un montant total de dividendes de 1 045,5 millions d'euros.

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

Dans le cadre de la politique de centralisation du financement du Groupe décidée en 2006, EDF centralise le financement de ses filiales. Dans ce cadre, EDF a créé en 2007 la société EDF Investissements Groupe, située en Belgique, dont l'objet est notamment de centraliser les financements intragroupes 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

8.1 Actifs immobiliers tertiaires **176**

8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction **176**

8.3 Prêts d'accession à la propriété **176**

8. Propriétés immobilières

Actifs immobiliers tertiaires

8.1 Actifs immobiliers tertiaires

Le pôle Immobilier d'EDF, qui regroupe 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 de près de 4,4 millions de mètres carrés de locaux tertiaires, dont environ 76 % sont en pleine propriété du Groupe et 24 % 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 donnés de location sur la période 2012-2022 pour EDF à hauteur de 648 millions d'euros.

8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction

EDF est assujetti à l'obligation de participer chaque année à l'effort de construction à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente pour l'année 2011 environ 15,6 millions d'euros (14,8 millions d'euros en 2010).

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. Grâce à un partenariat conclu 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 2011, l'encours résiduel non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élevait à 6 millions d'euros au bilan d'EDF (6,8 millions d'euros au 31 décembre 2010).

9.

Examen de la situation financière et du résultat

9.1 Chiffres clés 180

9.2 Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011 182

9.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2010 193

9.4 Flux de trésorerie et endettement financier net 201

9.5 Gestion et contrôle des risques marchés 205

9.1 Chiffres clés

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés au 31 décembre 2011 du groupe EDF sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2011. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe sont présentées en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2011.

Données retraitées

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2011 du groupe EDF.

Conformément aux principes comptables, les données relatives à l'année 2010 ont été retraitées du changement de présentation des activités d'optimisation d'EDF Luminus (anciennement SPE), sans impact sur l'EBE.

Données ajustées

Dans le cadre de l'analyse des résultats du Groupe, la croissance organique en 2011 est mesurée par rapport aux données 2010 ajustées, c'est-à-dire au périmètre comparable 2011 : hors EnBW, les réseaux et la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni et avec la mise en équivalence de RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE).

Le tableau ci-dessous analyse le passage des données retraitées aux données ajustées.

(en millions d'euros)	2010 retraité	Impact mise en équivalence RTE	Impact cession EnBW [1]	Impact cessions Royaume-Uni [1]	Total des impacts	2010 ajusté
Chiffre d'affaires	65 320	(211)	-	(1 187)	(1 398)	63 922
EBE	16 623	(1 525)	-	(942)	(2 467)	14 156
Résultat d'exploitation	6 240	(886)	-	(636)	(1 522)	4 718
Résultat avant impôt des sociétés intégrées [2]	1 814	(558)	39	(473)	(992)	822
Résultat net part du Groupe	1 020	-	(360)	(251)	(611)	409
Résultat net courant [3]	3 961	-	(475)	(381)	(856)	3 105

(1) Y compris la rémunération des produits nets de cessions fixée par convention à 1 % avant impôt.

(2) Le résultat avant impôt 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 entreprises associées, du résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle et du résultat des activités en cours de cession.

(3) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net part du Groupe hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts (voir § 9.3.9).

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2011 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en % sont calculées par rapport aux données 2010 ajustées.

Extrait des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Varition en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	65 307	63 922	1 385	+2,2	+2,7
Excédent brut d'exploitation (EBE)	14 824	14 156	668	+4,7	+5,4
Résultat d'exploitation	8 286	4 718	3 568	+75,6	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 506	822	3 684	+448,2	
Résultat net part du Groupe	3 010	409	2 601	+635,9	
Résultat net courant	3 520	3 105	415	+13,4	+12,9

Extrait des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Actif immobilisé	128 318	123 844
Stocks et clients	34 489	32 209
Autres actifs	52 032	50 333
Trésorerie, autres actifs liquides et prêts à RTE (1)	16 184	16 944
Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie)	684	17 229
TOTAL DE L'ACTIF	**231 707**	**240 559**
Capitaux propres – part du Groupe	30 570	31 317
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 337	5 586
Passifs spécifiques des concessions	41 769	41 161
Provisions	55 528	54 475
Emprunts et dettes financières (2)	49 469	51 333
Autres passifs	49 897	47 320
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors emprunts et dettes financières)	137	9 367
TOTAL DU PASSIF	**231 707**	**240 559**

(1) Y compris trésorerie et équivalents de trésorerie des sociétés détenues en vue de la vente.

(2) Y compris dérivés de couverture et dettes financières des sociétés détenues en vue de la vente.

Cash flow opérationnel

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow opérationnel (1)	10 281	9 899	382	+3,9

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et n'est pas nécessairement comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également « Funds from operations *» (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.*

Le cash flow opérationnel 2011 est en progression (+3,9 %) à périmètre comparable par rapport au cash flow opérationnel 2010 ajusté.

Informations relatives à l'endettement financier net

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	50 034	47 777	2 257	+4,7
Dérivés de couvertures des dettes	(834)	49	(883)	n.a.
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 743)	(4 829)	(914)	+18,9
Actifs liquides	(9 024) (1)	(9 285)	261	-2,8
Prêts à RTE	(1 400)	(1 914)	514	-26,9
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	252	2 591	(2 339)	-90,3
ENDETTEMENT FINANCIER NET(2)	**33 285**	**34 389**	**(1 104)**	**-3,2**

n.a. = non applicable.

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 9 024 millions d'euros.

(2) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans les bilans consolidés du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

9.2 Éléments de conjoncture et événements de l'année 2011

9.2.1 Éléments de conjoncture

9.2.1.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Au cours de l'année 2011, l'évolution des prix de l'énergie en Europe a été marquée par trois événements externes majeurs à répercussion mondiale : les bouleversements politiques en Égypte, en Libye et en Tunisie, l'accident nucléaire de mars à Fukushima et les incertitudes macroéconomiques provoquées par les dettes souveraines des pays de la zone euro pendant toute la seconde moitié de l'année.

9.2.1.1.1 Prix spot de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne (1)

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne 2011 en base (€/MWh)	48,9	55,0	72,2	51,1
Variation 2011/2010 de la moyenne en base	+2,9%	+14,1%	+12,3%	+14,9%
Moyenne 2011 en pointe (€/MWh)	60,7	61,5	82,3	61,1
Variation 2011/2010 de la moyenne en pointe	+2,9%	+10,6%	+8,7%	+11,1%

En **France**, la hausse des prix spot de l'électricité est liée à la hausse du prix des combustibles fossiles et à une production hydraulique française inférieure de 25,6 %(2) à celle de 2010. Cette hausse a été fortement atténuée par une consommation intérieure historiquement faible liée à des températures douces sur les premiers mois de l'année et à l'automne et du fait d'une bonne disponibilité nucléaire. Les prix spot français se sont ainsi établis à un niveau inférieur aux pays voisins de la France, ce qui a favorisé les exportations françaises d'électricité une bonne partie de l'année.

Au **Royaume-Uni** et en **Italie**, la hausse des prix du gaz s'est traduite par une progression sensible des prix spot de l'électricité, les mix énergétiques britanniques et italiens accordant une place importante aux centrales à gaz.

En **Allemagne**, suite au moratoire nucléaire décrété à la mi-mars conduisant à la fermeture définitive de sept centrales nucléaires, la compétitivité du mix énergétique s'est dégradée, impulsant un mouvement haussier aux prix spot. Le pays doit désormais faire davantage appel aux moyens de production thermique à flamme pour satisfaire son équilibre offre-demande. Cette tendance a été exacerbée par la hausse des prix des combustibles, bien que modérée en partie par la baisse des prix du CO_2.

9.2.1.1.2 Prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni et en Allemagne(3)

	France	Royaume-Uni	Allemagne
Moyenne 2011 en base (€/MWh)	56,0	62,3	56,0
Variation 2011/2010 de la moyenne en base	+6,9%	+19,8%	+12,4%
Prix à terme en base au 31 décembre 2011	50,6	55,7	52,1
Moyenne 2011 en pointe (€/MWh)	70,5	70,3	69,0
Variation 2011/2010 de la moyenne en pointe	+1,7%	+19,1%	+7,0%
Prix à terme en pointe au 31 décembre 2011	63,0	63,1	63,3

Les contrats annuels base européens sont en hausse en moyenne par rapport à l'année 2010, surtout sur la première moitié de l'année.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à un niveau supérieur de 6,9 % à celui constaté au cours de l'année 2010. En début d'année, l'évolution des prix des combustibles fossiles a induit une hausse proportionnelle des coûts des moyens de production thermique à flamme, conduisant à une augmentation du contrat annuel.

À la mi-mars, l'accident de Fukushima, suivi du moratoire nucléaire allemand et des remises en question du nucléaire dans certains pays d'Europe, a redessiné les futures sollicitations du parc de production. Les prix à terme de l'électricité en **France** ont alors augmenté brusquement d'environ 5 €/MWh en raison des perspectives de changement structurel du parc de production européen et de l'augmentation des prix des combustibles. À partir de juin et jusqu'à la fin de l'année, le prix du contrat annuel 2012 a fortement diminué dans le sillage des prix du CO_2 et des prix à terme du gaz, mais aussi en raison d'une prise de conscience de l'impact réel sur l'équilibre offre-demande de l'arrêt du nucléaire allemand. En décembre, les températures clémentes et la bonne production éolienne et hydraulique ont entraîné une détente de l'équilibre offre-demande. Ceci a généré une baisse du prix du contrat annuel, les acteurs de marché anticipant un bon déroulement de l'hiver 2011-2012.

(1) • France et Allemagne : cotation moyenne de la veille sur la Bourse EPEX pour une livraison le jour même ;
• Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;
• Italie : cotation moyenne de la veille sur la Bourse GME pour une livraison le jour même.

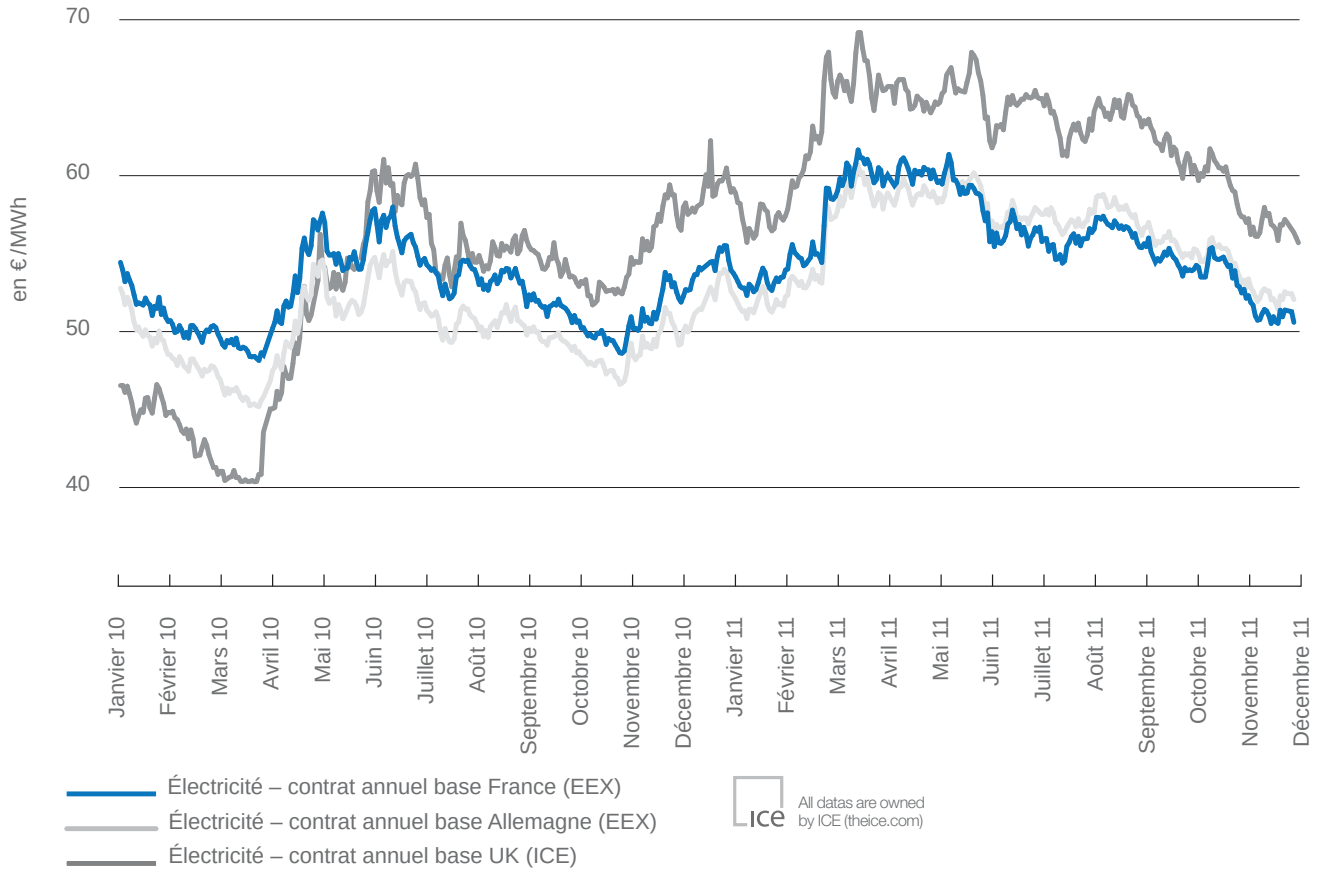
(2) Source : RTE.

(3) • France et Allemagne : cotation moyenne EPD de l'année suivante ;
• Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2011 puis avril 2012 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).

En **Allemagne**, le contrat annuel en base a progressé par rapport à 2010. Les prix allemands ont été en 2011 en moyenne similaires aux prix français, alors qu'ils étaient inférieurs à ces derniers de 2,5 €/MWh en 2010. L'annonce du moratoire nucléaire à la mi-mars a entraîné une hausse des prix allemands plus importante que celle des prix français et de ce fait, une réduction de l'écart de prix entre ces deux pays. À partir de début juin, ce différentiel de prix s'est durablement inversé suite à la décision de fermeture définitive de sept centrales nucléaires.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* 2011 puis 2012 en base a suivi l'évolution à la hausse des prix à terme du gaz jusqu'au début de l'été. À partir de juin, les baisses successives des prix du CO_2 ont entraîné dans leur sillage les prix à terme de l'électricité. Dès septembre, ce mouvement a été accentué par des prix du gaz en baisse. Le contrat annuel *April Ahead* s'échangeait à 63,1 €/MWh en pointe au 31 décembre 2011.

Évolution des prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni et en Allemagne



9.2.1.1.3 Utilisation des interconnexions[1]

France vers	Allemagne	Royaume-Uni	Belgique	Suisse	Italie	Espagne	Total
Exportations en base en 2011 (TWh)	10,8	7,7	7,9	27,6	16,9	4,5	75,4
Importations en base en 2011 (TWh)	(8,4)	(2,9)	(2,1)	(2,4)	(0,8)	(3,1)	(19,7)
Solde des échanges en base en 2011 (TWh) [1]	2,4	4,8	5,8	25,2	16,1	1,4	55,7
Solde des échanges en base en 2010 (TWh) [1]	(6,7)	3,0	(0,9)	19,5	16,2	(1,6)	29,5
Évolution 2011/2010 de l'énergie échangée en base (TWh)	+9,1	+1,8	+6,7	+5,7	-0,1	+3,0	+26,2

(1) Les chiffres positifs correspondent ici à des exportations nettes, les chiffres négatifs à des importations nettes.

Par rapport à 2010, on observe en 2011 une forte augmentation des exportations liée à des prix spot français inférieurs à ceux des pays voisins. Globalement, le solde des échanges français a progressé de 26,2 TWh entre 2010 et 2011 et atteint un niveau de 55,7 TWh, inégalé depuis 2006. Cette augmentation est principalement marquée sur l'arc Est : Belgique, Allemagne et Suisse (+21,5 TWh).

En 2011, les soldes des échanges en base vers la Suisse et l'Italie restent largement positifs, respectivement à 25,2 TWh et 16,1 TWh. Alors que le solde des volumes échangés avec l'Italie est stable entre 2010 et 2011 (-0,1 TWh), celui en direction la Suisse a crû de 5,7 TWh (+29,2 %).

La France a été importatrice depuis l'Allemagne sur le premier trimestre 2011. De la mi-mars à fin septembre, la France a davantage exporté vers l'Allemagne suite à la dégradation de la compétitivité du mix énergétique allemand et en raison d'une faible demande intérieure française. À partir d'octobre, le solde des échanges avec l'Allemagne s'est inversé et la France a de nouveau importé du fait d'une forte production éolienne allemande et d'une augmentation de la demande en France à l'approche de l'hiver.

9.2.1.1.4 Prix des droits d'émission de CO_2[2]

	CO_2 (€/t)
Moyenne 2011	13,3
Variation 2011/2010	-8,4 %
Plus haut de 2011	17,4
Plus bas de 2011	6,5
Prix fin 2010	14,2
Prix fin 2011	7,3

Le prix des droits d'émission de CO_2 de la phase II (2008-2012) en décembre 2011 s'est établi pour livraison en moyenne à 13,3€/t au cours de l'année 2011, soit un repli de 8,4 % par rapport à l'année 2010 (14,5 €/t). Cette légère baisse moyenne masque toutefois le fort recul des cours du CO_2 à partir du mois de juin.

- Au premier semestre, le moratoire nucléaire allemand a entraîné une hausse des prix du CO_2. Les acteurs de marché ont en effet anticipé une plus grande sollicitation des centrales à charbon et à gaz suite à la décision d'arrêt de plusieurs centrales nucléaires en Allemagne. Au 1er juin, le CO_2 s'établissait ainsi à près de 17 €/t.

- Courant juin, la Commission européenne a proposé une Directive incitant les États membres à respecter l'objectif d'amélioration de l'efficacité énergétique de 20 % entre 2008 et 2020, le rythme actuel ne permettant d'atteindre que la moitié de cet objectif. Cette directive se concentre sur la réduction de la consommation d'énergie qui se traduit *in fine* par une réduction de l'émission de CO_2. Ainsi, à volume de quotas alloués inchangé, les perspectives de réduction d'émission de CO_2 ont fait chuter le prix des droits d'émission de CO_2 de près de 4 €/t en quelques jours.

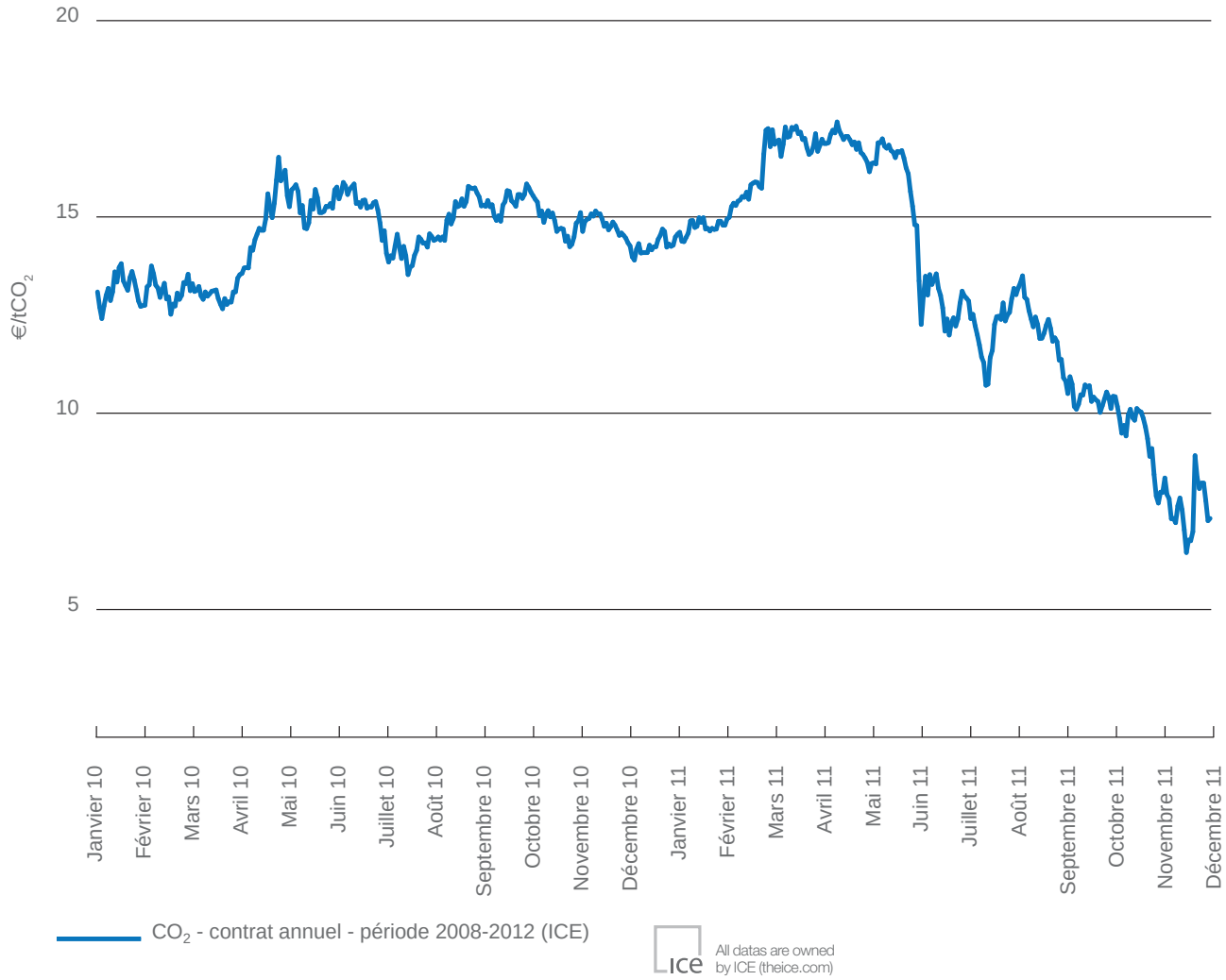
- À partir d'août, les indicateurs économiques négatifs en Europe ont engendré une poursuite du mouvement baissier. Dans ce contexte, l'annonce fin novembre par la Banque Européenne d'Investissement de la mise sur le marché de 300 millions de tonnes d'EUA[3] – dont les recettes sont destinées à financer des projets sur le captage et le stockage du CO_2, ainsi que les technologies innovantes liées aux énergies renouvelables – a augmenté considérablement l'offre et accéléré ainsi la chute du prix du CO_2. Le CO_2 clôture l'année à 7,3 €/t, proche de son plus bas niveau historique sur la phase 2008-2012 (6,5 €/t).

(1) Source : RTE.

(2) Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase II (2008-2012). Il s'agit ici des prix des quotas livrés physiquement en décembre 2011.

(3) EUA : European Union Allowance (quota carbone).

Évolution des prix des droits d'émissions de CO_2 (phase II 2008-2012)



9.2.1.1.5 Prix des combustibles fossiles(1)

	Charbon ($/t)	Pétrole ($/bl)	Gaz naturel (p/th)
Moyenne 2011	123,8	111,0	66,4
Variation 2011/2010	+24,7%	+38,2%	+38,3%
Plus haut de 2011	134,5	126,7	72,9
Plus bas de 2011	111,9	93,3	56,1
Prix fin 2010	122,2	94,8	59,8
Prix fin 2011	111,9	107,4	63,1

Les prix à terme du charbon sont en hausse en moyenne par rapport à 2010, portés par la prévision d'une demande allemande en charbon plus importante (suite à la décision d'arrêter de manière anticipée plusieurs centrales nucléaires) et par une demande croissante en Asie. À partir de septembre, ces prix ont baissé suite au recul de l'euro face au dollar américain.

Le cours du pétrole (prix du baril de Brent) a été très volatil en 2011. Il a d'abord poursuivi sa hausse au cours du premier semestre 2011 dans un contexte de troubles politiques (en Libye notamment) pour atteindre un maximum de 126,7 $/bl début avril. En mai, la crainte d'un ralentissement de la demande mondiale a fait chuter le prix du baril à près de 110$/bl. Durant l'été, des signaux économiques contradictoires et la crise

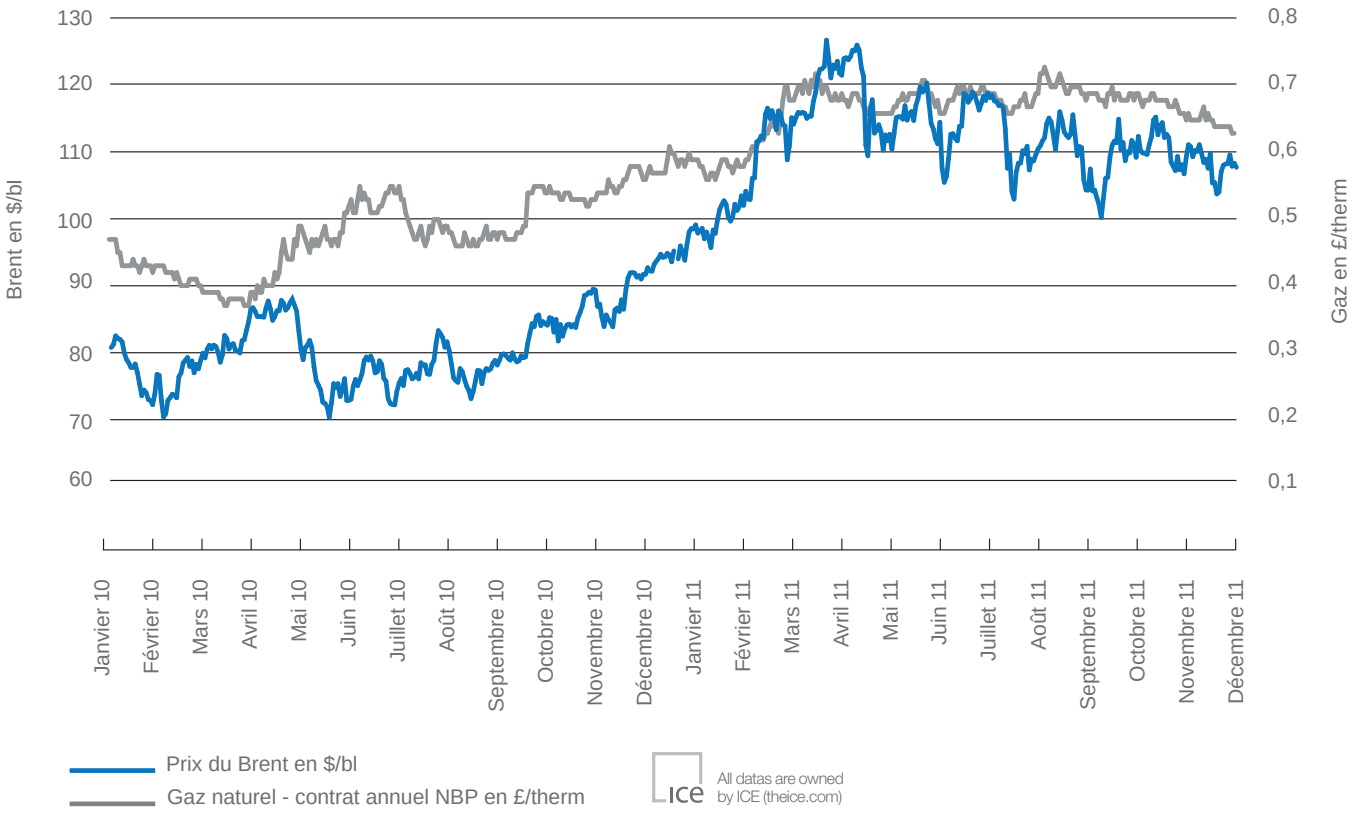
(1) • Charbon : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en $/t) ;
• Pétrole : Brent / baril de pétrole brut première référence IPE (front month) – (en $/baril) ;
• Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante au Royaume-Uni (NBP) – en p/therm.

des dettes souveraines en Europe et, dans une moindre mesure aux États-Unis, ont chahuté les prix du brut. Par la suite, les craintes, plus marquées sur les dettes européennes que sur la dette américaine, se sont traduites par un recul de l'euro par rapport au dollar américain. Le prix du Brent a clôturé ainsi l'année à 107,4 $/bl.

Le prix du contrat annuel de gaz naturel au **Royaume-Uni** a fortement progressé durant le premier trimestre de l'année 2011. A partir de février, les acteurs ont craint une baisse de l'offre liée à une propagation du conflit libyen à d'autres pays producteurs de gaz. Par la suite, la situation consécutive à l'accident de Fukushima a laissé prévoir un détournement important de GNL (gaz naturel liquéfié) vers le Japon ainsi qu'une demande en gaz plus importante en Allemagne. Dans ces deux pays, les cycles combinés gaz ont compensé en partie la baisse de la production nucléaire. Cette augmentation de la demande mondiale a entraîné une hausse des prix du gaz britannique.

Au deuxième trimestre, des approvisionnements massifs en GNL au Royaume-Uni associés à une situation détendue sur le court terme ont permis des injections conséquentes dans les stocks et orienté les prix du contrat annuel à la baisse. Malgré des craintes sur l'approvisionnement en GNL suite à l'annonce fin août de travaux de maintenance sur les trains de liquéfaction au Qatar, l'équilibre offre-demande court terme est resté détendu jusqu'à la fin de l'année en raison de températures douces, ce qui a permis un faible soutirage des stocks. Le prix du contrat annuel gazier a clôturé l'année à 63,1 p/th.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



9.2.1.2 Consommation d'électricité(1) et de gaz naturel(2)

En 2011, la consommation globale d'électricité en **France** a diminué de 6,8 % par rapport à 2010. Cet écart s'explique essentiellement par des températures plus élevées que la normale, notamment au printemps, mais surtout bien supérieures à celles de l'année 2010, considérée comme la plus fraîche des deux dernières décennies avec 1996.

Corrigée de l'aléa climatique, la consommation atteint 484,1 TWh, soit 6 TWh de moins qu'en 2010, ce qui s'explique pour l'essentiel par une baisse de - 6,8 TWh de la consommation d'Eurodif. Cette légère hausse (+0,8 TWh) de la consommation, hors Eurodif, résulte d'une tendance à la hausse au premier semestre 2011, suivie d'un infléchissement à mi-année.

La consommation de gaz naturel en **France** a fortement diminué (- 11,6 %) en 2011 par rapport à 2010. Cette baisse s'explique avant tout, comme pour l'électricité, par l'effet des températures. En données corrigées de l'aléa climatique, la consommation a crû de +0,9 %. Cette légère croissance de la demande est essentiellement tirée par la consommation de la grande industrie et des centrales électriques (+2,4 %), alors que celle du résidentiel, du tertiaire et de la petite industrie est pratiquement stable.

En 2011, la consommation intérieure d'électricité estimée au **Royaume-Uni**, d'environ 314 TWh, est en diminution de 2,0 % par rapport à 2010. Sur le gaz, elle recule de 10,8 %, essentiellement en raison d'un effet climatique défavorable lié à un hiver plus doux en 2011 qu'en 2010 ; la consommation 2011 de gaz se situe ainsi à 535 TWh.

En **Italie**, la consommation intérieure d'électricité estimée est stable (+1 % par rapport à 2010).

9.2.1.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, par un arrêté du 28 juin 2011, le Ministre de l'Industrie, de l'Énergie et de l'Économie numérique a rehaussé en moyenne le tarif bleu (résidentiel) de 1,7 % et les tarifs jaune et vert (industriels et grandes entreprises) de 3,2 %. Cette hausse des tarifs est applicable depuis le 1er juillet 2011.

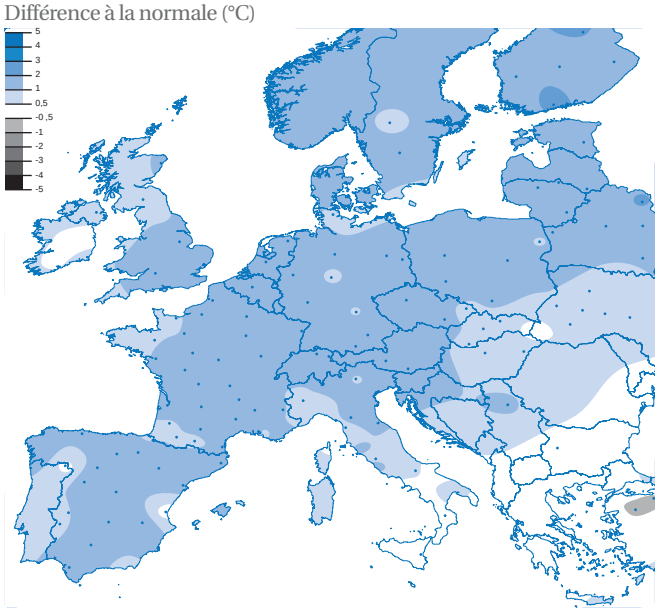
Selon les modalités d'indexation définies par le TURPE 3 (3), adopté par les pouvoirs publics par décision du 5 juin 2009, les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution et de transport ont enregistré au 1er août 2011 une hausse de 3,9 % et de 2,6 % respectivement.

Au **Royaume-Uni**, EDF Energy a augmenté ses tarifs de l'électricité et du gaz pour les clients résidentiels le 2 mars 2011, respectivement de 7,5 % et de 6,5 %, puis le 10 novembre 2011, respectivement de 4,5 % et de 15,4 %. En 2010, la hausse des tarifs sur l'électricité avait été de 2,6 % au 1er octobre 2010.

9.2.1.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

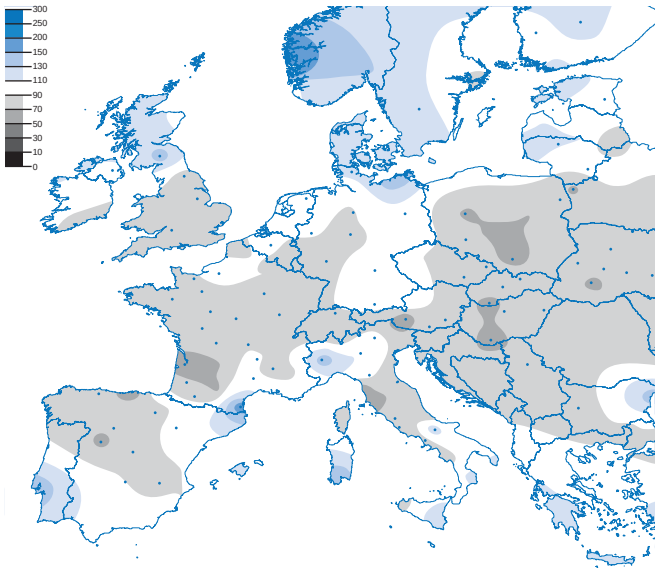
Différence à la normale annuelle des températures moyennes de janvier 2011 à décembre 2011(4)

Différence à la normale (°C)



Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2011 à décembre 2011(5)

Rapport à la normale (%)



(1) Données :
- *France : RTE, Bilan électrique 2011 et données internes ;*
- *Italie : données fournies par l'UCTE ;*
- *Royaume-Uni : Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation pour le dernier trimestre.*

(2) Données :
- *France : Base Pégase, Direction de l'énergie et des matières premières (DGEMP) pour les neuf premiers mois 2011 ;*
- *Royaume-Uni : Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation pour le dernier trimestre.*

(3) Tarifs d'Utilisation du Réseau Public d'électricité, dits TURPE 3, entrés en vigueur au 1er août 2009.

(4) Rapport à la normale annuelle des températures moyennes de janvier 2011 à décembre 2011. Source : Météo-France.
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. Extraction de la base de données climatologiques de Météo-France.

(5) Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2011 à décembre 2011. Source : Météo-France.
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.

De fortes anomalies de températures au printemps et à l'automne (novembre notamment) ont été observées sur la France et les pays voisins (Espagne, Italie, Suisse et Allemagne). Le printemps et le mois de novembre 2011 ont été parmi les plus chauds et les plus secs en France depuis plus de 50 ans.

L'année 2011 a été marquée sur une bonne partie de l'Europe – et notamment en France – par un très important déficit pluviométrique, en deux phases (de janvier à mai puis à l'automne), qu'un été très pluvieux n'a pas réussi à combler. En France, les précipitations de janvier à mai ont été globalement inférieures aux minima historiques observés depuis plus de 50 ans.

En conséquence, le productible hydraulique en France s'est progressivement dégradé au fil des mois pour atteindre en avril-mai des minima historiques sur l'ensemble du parc français. Il est ensuite resté déficitaire jusqu'à l'automne. La sortie de l'étiage ne s'est produite qu'en toute fin d'année avec des crues sur de nombreux bassins.

Sur l'ensemble de l'année, le productible hydraulique en France est le troisième plus faible productible depuis 60 ans (juste derrière ceux de 1949 et 1989) et avoisine celui de 2005.

Ce phénomène de très faible hydraulicité au printemps puis à l'automne a également affecté les pays voisins (notamment les bassins alpins de Suisse, Autriche et Italie du Nord), touchés par ces niveaux exceptionnellement bas de pluie et de température.

Seuls l'extrême sud du Portugal, la Turquie et une large moitié de la Scandinavie (Norvège notamment) ont connu des précipitations excédentaires.

9.2.2 Événements marquants 2011 (1) (2)

9.2.2.1 Partenariats et participations stratégiques

9.2.2.1.1 Finalisation de la cession d'EnBW

Le 17 février 2011, le Groupe a finalisé la cession de sa participation de 45,01 % dans EnBW au Land du Bade-Wurtemberg, pour une somme de 4,7 milliards d'euros (versement d'un montant de 4,5 milliards d'euros complétant un acompte initial de 169 millions d'euros versé le 16 décembre 2010), ce qui a généré une plus-value de 253 millions d'euros nette d'impôt. Cette cession conduit à réduire l'endettement net du Groupe de 7,3 milliards d'euros (dont 7,1 milliards d'euros sur l'exercice 2011).

9.2.2.1.2 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange visant les actions de la société EDF Énergies Nouvelles

EDF a annoncé le 8 avril 2011 le lancement d'une offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange portant sur les 50 % du capital d'EDF Énergies Nouvelles que le Groupe ne détenait pas. L'offre comportait une branche en numéraire au prix de 40 euros par action EDF Énergies Nouvelles (coupon détaché) et une branche en titres, à raison de 13 actions EDF à émettre (jouissance 1er janvier 2011) pour 11 actions EDF Énergies Nouvelles (coupon détaché).

Le 24 mai 2011, l'Autorité des marchés financiers (AMF) a déclaré conforme cette offre publique qui s'est déroulée du 27 mai au 16 juin 2011 inclus.

Conformément à la décision de conformité de l'AMF du 1er août 2011 sur le retrait obligatoire initié par EDF sur les actions EDF Énergies Nouvelles, le retrait obligatoire a été réalisé le 16 août 2011 et les actions d'EDF Énergies Nouvelles ont été radiées d'Euronext Paris. Les actionnaires restants ont perçu une indemnisation de 40 euros par titre.

Des rachats d'actions propres ont été réalisés pour 324 millions d'euros dans la perspective de neutraliser l'effet dilutif de l'opération sur le pourcentage de contrôle des actionnaires d'EDF. Cette neutralisation est intervenue le 28 septembre 2011 suite à la réalisation d'une opération de réduction de capital d'EDF par annulation d'actions propres.

Le groupe EDF détient désormais 102 568 416 actions représentant 100 % du capital et des droits de vote d'EDF Énergies Nouvelles.

9.2.2.1.3 ERDF confirme son implantation en Russie par la signature d'un contrat de gestion déléguée

Le 17 juin 2011, dans le cadre du forum économique international de Saint-Pétersbourg, ERDF et la Holding MRSK ont conclu un contrat de gestion déléguée de la société russe de distribution d'électricité de Tomsk (TRK).
Lors du précédent forum économique international de Saint-Pétersbourg en juin 2010, les deux sociétés avaient conclu un protocole d'accord (*Memorandum of Understanding*) dont les principaux objectifs étaient notamment de développer une coopération dans la réalisation de projets de gestion déléguée de sociétés russes de distribution d'électricité et dans le domaine technique.

ERDF devient ainsi le premier partenaire étranger à conclure un contrat de gestion déléguée dans le domaine de la distribution en Russie.

9.2.2.1.4 EDF et AREVA signent plusieurs accords techniques et commerciaux

Suite aux discussions engagées après le Conseil de politique nucléaire, EDF et AREVA ont signé le 25 juillet 2011 un accord technique et commercial sur trois sujets clés de la coopération entre EDF et AREVA :

- la poursuite de l'optimisation de l'EPR sur la base du retour d'expérience des chantiers en cours (Olkiluoto, Flamanville, Taishan 1 et 2) ;
- l'amélioration de la maintenance et de l'exploitation du parc nucléaire existant, afin d'accroître la performance opérationnelle des réacteurs et préparer l'éventuel allongement de leur durée d'exploitation au-delà de 40 ans ;
- la gestion du cycle du combustible, afin de qualifier de nouveaux produits combustibles et renforcer la coopération industrielle sur le stockage des déchets radioactifs.

Par ailleurs, en septembre 2011, EDF a commandé à AREVA la fourniture de 32 générateurs de vapeur destinés aux centrales nucléaires de 1 300 MW qui seront installés à compter de 2017.

Enfin, en décembre 2011, EDF a signé avec AREVA un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande qui garantissent la sûreté de ses centrales d'une puissance de 1 300 MW. Les premières

(1) Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 20.5 du présent document.
(2) Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site Internet : www.edf.com

opérations démarreront à partir de 2015, à l'occasion des troisièmes visites décennales des réacteurs.

9.2.2.1.5 De nouveaux actionnaires rejoignent le projet de gazoduc South Stream

EDF, Gazprom, ENI et Wintershall ont signé le 16 septembre 2011 à Sotchi le pacte d'actionnaires de la société South Stream Transport AG qui sera chargée de la réalisation des études, de la construction et de l'exploitation de la section sous la mer Noire du gazoduc South Stream. EDF sera actionnaire à hauteur de 15 % dans cette société, aux côtés de Gazprom (50 %), ENI (20 %) et Wintershall (15 %).

9.2.2.1.6 Projet de renforcement du partenariat entre EDF et Veolia Environnement

Le Conseil d'administration d'EDF du 22 novembre 2011 a approuvé le principe de la poursuite des négociations à propos d'un nouveau partenariat industriel entre EDF et Veolia Environnement, qui se traduirait par l'élargissement des activités de Dalkia dans des métiers à forte croissance comme l'efficacité énergétique, et par une augmentation de la participation d'EDF de 34 % à 50 % dans Dalkia Holding.

Cette évolution du rôle d'EDF dans le nouveau groupe Dalkia s'accompagnerait d'une simplification des structures de détention de l'entreprise. Dalkia serait ainsi détenu à 50/50 par EDF et Veolia Environnement sur l'ensemble de son périmètre.

9.2.2.1.7 Accord pour l'acquisition par EDF des participations d'EnBW en Pologne

Le 21 décembre 2011, EDF et EnBW ont conclu un accord portant sur l'acquisition par EDF des participations dans deux sociétés polonaises : Ersa et Kogeneracja, détenues respectivement à hauteur de 32,45 % et 15,59 % par le groupe EnBW. À l'issue de cette opération, le groupe EDF possèdera 97,34 % d'Ersa et 50 % plus une action de Kogeneracja, ce qui lui permettra de poursuivre sa stratégie de développement et d'intégration en Pologne.

9.2.2.1.8 Accord préliminaire pour l'acquisition d'Edison par le groupe EDF et l'acquisition d'Edipower par A2A

Le 26 décembre 2011, un accord préliminaire entre EDF, A2A, Delmi, Edison et Iren a été signé. Cet accord a pour objectif la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Le groupe EDF doit ainsi prendre le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TDE (50 %), à un prix négocié de 0,84 euro par action Edison, soit un montant total de 705 millions d'euros.

Ainsi, au terme de l'opération, qui ne pourra intervenir qu'une fois les conditions suspensives levées, liées en particulier à l'accord des autorités réglementaires et de la concurrence, le groupe EDF détiendra 78,96 % du capital et 80,7 % des droits de vote d'Edison.

Il est également prévu dans l'accord qu'une offre soit ultérieurement proposée aux minoritaires d'Edison par le groupe EDF. Le prix de cette offre doit correspondre au maximum au prix des actions Edison acquises par l'intermédiaire de TDE, soit 0,84 euro par action. Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par le Groupe, Delmi prendra le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50 %) et d'Alpiq (20 %) dans Edipower, pour un prix total de 805 millions d'euros.

Conformément aux étapes prévues dans le calendrier de l'accord préliminaire, le 24 janvier 2012, les Conseils d'administration d'Edison puis d'EDF ont validé le projet d'accord préliminaire pour la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Cette approbation a également été obtenue des organes de gouvernance des autres sociétés concernées par la transaction.

L'accord préliminaire du 26 décembre 2011 prévoit également qu'un contrat à long terme (six ans) de fourniture de gaz soit signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50 % des besoins en gaz de cette dernière.

Les accords définitifs ont été signés le 15 février 2012. La réalisation de ces accords est conditionnée d'une part, à la confirmation par l'autorité de marché italien (Consob) du prix de 0,84 euro par action pour l'offre aux minoritaires et d'autre part, à l'approbation des opérations par les autorités de concurrence italienne et de Bruxelles.

L'acquisition de TDE permettra au groupe EDF de prendre le contrôle exclusif de la société Edison, la date de prise de contrôle devant normalement intervenir avant le 30 juin 2012.

9.2.2.2 Projets d'investissements

9.2.2.2.1 Flamanville 3

En juillet 2011, EDF a communiqué un nouvel objectif en termes de calendrier, avec une première production commercialisable en 2016 et une mise à jour du coût de construction à environ 6 milliards d'euros.
Des étapes importantes de la construction ont été franchies au cours de l'année 2011 :

- fin de la construction des structures de génie civil de plusieurs bâtiments (station de pompage, diesels des bâtiments 1-2, bâtiment de traitement des effluents…) ;
- réception et installation des principaux matériels de la salle des machines ;
- montages électromécaniques de l'îlot nucléaire.

L'avancement des travaux de génie civil fin 2011 est de 88 % et celui des montages électromécaniques de l'ordre de 20 %.

9.2.2.2.2 Centrale à charbon supercritique en Pologne

Début décembre 2011, le groupe EDF a annoncé la construction d'une centrale à charbon supercritique de 900 MW sur le site de Rybnik en Pologne, pour un montant d'environ 1,8 milliard d'euros. Ce projet prévoit le remplacement des quatre unités les plus anciennes de la centrale de Rybnik par une unité plus performante. La technologie « supercritique » a pour avantage d'atteindre des rendements parmi les plus élevés du marché, soit 45 %. La particularité du site de Rybnik sera de combiner la combustion de biomasse à celle du charbon, pour produire jusqu'à 10 % d'énergie verte et réduire ainsi de 30 % les émissions de CO_2 par rapport aux unités de charbon traditionnelles. La technologie supercritique de la centrale de Rybnik permettra donc de produire une électricité plus compétitive avec le charbon local et de réduire les émissions de CO_2 du Groupe d'un million de tonnes par an à production équivalente.

9.2.2.2.3 Décision d'investissement dans le terminal méthanier de Dunkerque

Après approbation par son Conseil d'administration le 24 mai 2011, EDF a annoncé le 29 juin sa décision finale d'investissement dans le terminal méthanier de Dunkerque aux côtés de Fluxys G et Total, qui ont confirmé

leur prise de participation à hauteur respectivement de 25 % et 10 % dans le capital de Dunkerque LNG, la société en charge de l'installation industrielle du terminal, désormais détenue à 65 % par EDF.

Le terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service est prévue fin 2015, aura une capacité annuelle de regazéification de 13 milliards de m^3 de gaz (Gm^3) et augmentera d'environ 20 % les capacités d'importation de gaz naturel sur le territoire français.

Grâce à ce terminal, EDF pourra se constituer un portefeuille d'approvisionnement équilibré et diversifié en gaz naturel. Le Groupe sera ainsi en mesure de mieux répondre à la demande de ses clients finals en offres bi-énergie (électricité + gaz) et d'optimiser l'approvisionnement de ses centrales de production électrique à partir de gaz. La localisation stratégique du terminal lui permettra de desservir tous les marchés d'Europe du Nord-Ouest.
Le montant de l'investissement global de ce projet d'envergure nationale et européenne s'élève à 1,5 milliard d'euros. Il sera porté par trois maîtres d'ouvrage : le Grand Port Maritime de Dunkerque en charge des infrastructures portuaires, Dunkerque LNG pour l'installation industrielle et GRTgaz pour les raccordements sur les réseaux de transport de gaz.

9.2.2.2.4 Cycle combiné gaz (CCG) de nouvelle génération à Bouchain (nord de la France)

Début décembre 2011, EDF et GE Energy ont conclu un partenariat pour le co-développement du premier cycle combiné gaz (CCG) de nouvelle génération équipé de la technologie FlexEfficiency50 de GE Energy. Ce cycle combiné gaz, situé dans le nord de la France à Bouchain et dont la mise en service est prévue en 2015, aura une capacité installée de 510 MW, ce qui permettra d'alimenter en électricité l'équivalent de 600 000 foyers français. Cette nouvelle technologie permet d'atteindre une puissance maximale en moins de 30 minutes avec un rendement de 61 %. Plus flexible et plus performant, ce CCG permettra de répondre à la fluctuation croissante des besoins de production, dans un contexte où les énergies renouvelables, fortement intermittentes, occupent une place croissante dans le système électrique français. Cette nouvelle technologie offre également de bonnes performances environnementales puisque les émissions de CO_2 seront en moyenne 10 % inférieures à celles d'un CCG classique.

9.2.2.2.5 Installation du dôme de la tranche 1 de l'EPR de Taishan

Le 24 octobre 2011, la pose du dôme sur le bâtiment réacteur de la tranche 1 de l'EPR de Taishan en Chine a été réalisée avec succès. Cette opération, coordonnée par le maître d'ouvrage Taishan Nuclear Power Joint Venture Company (TNPJVC) – joint venture détenue à 70 % par CGNPC et à 30 % par EDF – est intervenue un peu plus de deux ans après le coulage du béton du radier du bâtiment réacteur.

9.2.2.3 Réactions des autorités à l'accident de Fukushima

Dans différents pays où le Groupe est présent, les autorités ont pris, suite à l'accident de Fukushima, des décisions relatives aux centrales nucléaires en exploitation et aux projets de nouvelles centrales.

9.2.2.3.1 Tests de résistance en France

Dans sa lettre du 23 mars 2011, le Premier Ministre a confié à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) la réalisation d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires françaises. L'ASN, en vue d'assurer la cohérence des actions entreprises au niveau national et au niveau européen, a présenté un cahier des charges pour ces évaluations le 9 mai 2011.

Parallèlement, EDF a décidé d'enrichir son organisation de crise – déjà prévue en cas de situation accidentelle – par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la Force d'action rapide nucléaire (FARN), est en cours d'élaboration, avec pour objectif un début de mise en œuvre visé en 2012.

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN ses 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté pour ses sites nucléaires en exploitation et en construction. Ce réexamen approfondi de la conception des centrales a témoigné en premier lieu d'un bon niveau de sûreté sur l'ensemble du parc nucléaire d'EDF. Les groupes permanents d'experts de l'ASN ont été saisis pour donner leur avis sur les rapports des exploitants qu'ils ont examinés les 8, 9 et 10 novembre 2011, en se basant sur l'analyse de l'IRSN[1]. L'ASN a souligné que les ECS ne montrent pas de lacunes significatives dans la définition du niveau des agressions externes considérées (séisme, inondation…).

Elle a également reconnu et approuvé la démarche proposée par EDF, tout particulièrement le dispositif de la FARN et le concept de « noyau dur » ; celui-ci sera constitué d'un nombre limité de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des agressions allant au-delà du dimensionnement, et permettant de faire face aux situations étudiées dans le cadre des ECS.

Le 3 janvier 2012, l'ASN a rendu son rapport sur les ECS. À l'issue des ECS des installations nucléaires prioritaires, elle considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes.

9.2.2.3.2 Tests de résistance au Royaume-Uni

Suite à la demande du Secrétaire d'État à l'Énergie, le *Chief Inspector of Nuclear Installations* a publié un rapport intermédiaire le 18 mai 2011, puis un rapport définitif le 11 octobre 2011 sur les conséquences de Fukushima sur l'industrie nucléaire britannique (rapport Weightman), qui ne remettent pas en cause le programme nucléaire au Royaume-Uni. Ce rapport demande à l'État britannique, au secteur et aux régulateurs d'étudier 38 domaines dans lesquels le Royaume-Uni pourrait tirer des leçons de la crise nucléaire japonaise. Il s'agit notamment : de la dépendance envers des infrastructures hors site comme l'offre électrique en cas d'événements extrêmes, des dispositifs de réponse d'urgence, de la conception des centrales, des risques d'inondation, de la planification des contrôles des installations nucléaires et de la définition des priorités en matière de contrôles de sûreté.
L'*Office for Nuclear Regulation* a appelé EDF Energy à participer aux tests de résistance, comme le veut la Commission européenne. Le 31 octobre 2011, EDF Energy a remis ses rapports à l'*Office for Nuclear Regulation*. Ceux-ci ont confirmé la robustesse du design du parc nucléaire britannique, même dans les scénarios les plus extrêmes. EDF Energy a identifié de nouveaux moyens d'accroître la sûreté, par exemple, en investissant dans des équipements de secours supplémentaires tels que des appareils

(1) Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire.

de refroidissement, des appareils de contrôle et de commande d'urgence, qui permettront de garder le contrôle en cas d'événements extrêmes.

EDF Energy a également analysé le design du projet d'EPR d'Hinkley Point sur les mêmes critères et a réaffirmé que le design était sûr. Fin octobre, une demande d'autorisation de développement a été adressée à une commission indépendante (*Infrastructure Planning Commission*) qui l'a acceptée et rendue publique le 24 novembre.

9.2.2.3.3 Situation dans les autres pays

- Aux **États-Unis**, l'autorité de sûreté américaine (NRC) a adopté une démarche de retour d'expérience fondée sur la compréhension fine de l'accident de Fukushima. Elle a en préalable affirmé l'état sûr des réacteurs en exploitation aux États-Unis et écarté toute perspective de mise à l'arrêt en l'absence de nouveau risque avéré. De fait, les exploitants américains bénéficient des lignes de défense ajoutées après les attentats du 11 septembre 2001, qui leur confèrent une grande résistance aux problématiques d'agressions extérieures ou faisant suite aux examens IPEEE (*Individual Plant Examination for External Events*), conduits dans les années 1990 et ayant débouché sur des renforcements des installations, notamment face au risque sismique.
  Début octobre 2011, sur le rapport d'un groupe d'expertise ad hoc, la NRC a défini huit priorités de court terme, à savoir la réévaluation du risque sismique et d'inondation, la mitigation du risque de perte des alimentations électriques, la mise à disposition d'éléments mobiles complémentaires sur les sites, la fiabilisation des lignes d'éventage des réacteurs à eau bouillante, l'amélioration de l'instrumentation des piscines de stockage de combustible usé, le renforcement des moyens de communication de l'organisation de crise et l'amélioration des procédures de gestion d'accidents graves. Au-delà de ces actions court terme, la NRC retient le besoin de renforcer la capacité d'appoint aux piscines de stockage du combustible usé, la capacité d'éventage des réacteurs à eau pressurisée, la capacité de filtration des lignes d'éventage des réacteurs à eau bouillante ou pressurisée et la maîtrise du risque Hydrogène et de procéder à l'analyse de la perte totale de la source froide.
  Sur la base de ces orientations et en étroite concertation avec les autres exploitants, CENG a pu définir et engager la mise en œuvre dès le dernier trimestre 2011 d'un plan d'actions à trois ans. La NRC a engagé, à partir de décembre 2011, une concertation avec l'industrie américaine afin de définir, puis de diffuser avant mars 2012, les nouvelles exigences réglementaires en lien avec l'accident de Fukushima. La NRC affiche officiellement l'échéance de 2016 pour achever et mettre en œuvre les leçons tirées de l'accident de Fukushima.
- En **Belgique**, le 30 octobre 2011, lors des négociations relatives à la formation du nouveau gouvernement, les partis politiques belges se sont mis d'accord sur un plan de sortie du nucléaire civil. Le plan prévoit la fermeture d'ici à 2015 des trois plus anciens réacteurs, puis une fermeture des quatre autres réacteurs d'ici à 2025. La mise en œuvre du plan est néanmoins conditionnée à la disponibilité de sources d'énergies alternatives au nucléaire pour éviter toute pénurie.
- En **Suisse**, le conseil fédéral a annoncé, le 25 mai 2011, la sortie progressive du nucléaire civil en décidant de ne pas renouveler les centrales nucléaires en service et a opté pour leur arrêt définitif une fois que celles-ci auront atteint 50 ans, c'est-à-dire entre 2019 et 2034. En septembre 2011, le Conseil des États a adopté la proposition qui confirme cette décision.
- En **Chine**, les autorités ont décidé d'effectuer un audit de leurs centrales. Le Conseil d'État chinois a aussi décidé de geler les autorisations pour de nouveaux réacteurs nucléaires (en mai 2011, 26 réacteurs étaient en construction sur les 34 déjà autorisés).
- En **Italie**, dans le cadre du référendum organisé les 12 et 13 juin 2011, les électeurs ont voté en faveur de l'abrogation de la loi de juillet 2009 qui instaurait le retour du nucléaire dans la péninsule.

9.2.2.4 Environnement réglementaire

9.2.2.4.1 France

9.2.2.4.1.1 Loi NOME et mise en place de l'ARENH

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010. Ses premiers textes d'application ont été publiés en avril et mai 2011. Les principes essentiels de cette loi, qui vise à favoriser le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité en France, sont les suivants :

- développement de la concurrence par l'accès temporaire jusqu'en 2025 des autres fournisseurs à une part (ne pouvant pas excéder 100 TWh hors pertes des gestionnaires de réseaux) de la production d'énergie nucléaire historique en base d'EDF. C'est le principe de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique ou ARENH, dont le prix a été fixé par arrêté ;
- contribution à la sécurité d'approvisionnement, qui imposera à chaque fournisseur de disposer à terme de capacités d'effacement de consommation ou de production suffisantes pour approvisionner tous leurs clients, notamment lors des pointes de consommation ;
- maintien du tarif bleu pour les particuliers et les professionnels ; le mode de calcul du tarif sera modifié à partir de 2015 pour refléter les conditions de l'ARENH ;
- suppression des tarifs jaunes et verts pour les entreprises fin 2015 ;
- report de cinq ans (jusqu'au 29 juin 2016) de l'échéance de constitution des actifs dédiés[1], sous réserve de la satisfaction de différents critères.

Le dispositif de l'ARENH est entré en vigueur au 1er juillet 2011. Les premières livraisons d'ARENH allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume annuel initial de 61,3 TWh. Celui-ci ne peut excéder 100 TWh par an, augmentés à partir d'août 2013 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation des pertes techniques.

Les arrêtés ont fixé le prix de l'ARENH à 40 €/MWh pour le second semestre 2011 et à 42 €/MWh à partir du 1er janvier 2012 pour le premier semestre 2012. Le prix devra ensuite évoluer vers le coût complet de production du parc nucléaire existant, en application d'un décret à venir précisant les coûts constitutifs de l'ARENH.

Le dispositif d'obligation de capacités devrait démarrer à l'horizon 2015.

9.2.2.4.1.2 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique. Elle a augmenté de 3 €/MWh au 1er janvier 2011 pour s'établir à 7,5 €/MWh jusqu'au 30 juillet 2011. La loi de finances rectificative 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 €/MWh du 31 juillet 2011 au 30 juin 2012, puis à 10,5 €/MWh à partir du 1er juillet 2012.

(1) Actifs constitués, conformément à la loi du 28 juin 2006, pour couvrir certains engagements nucléaires de long terme du groupe EDF.

Depuis 2007, les recettes ne compensent pas les charges qui augmentent régulièrement, principalement du fait de la hausse de production de l'énergie éolienne et solaire bénéficiant d'obligations d'achat. Le déficit du mécanisme, porté seulement par EDF, engendre au 31 décembre 2011 un produit à recevoir de 3 821 millions d'euros après déduction des recettes de CSPE facturées ; il engendre également une dette au titre de la CSPE sur l'énergie livrée non encore facturée de 579 millions d'euros.

Le montant unitaire proposé par la CRE pour 2012 pour couvrir les charges estimées de l'exercice 2012 et la régularisation au titre de 2010 est de 13,7 €/MWh.

Par ailleurs, afin de maîtriser les charges couvertes par la CSPE et notamment la hausse importante des coûts de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque, un décret du 9 décembre 2010 a suspendu pour une durée de trois mois l'obligation d'achat d'électricité photovoltaïque pour les nouveaux projets, à l'exception de ceux inférieurs à 3 kW. À l'issue du moratoire photovoltaïque, le 9 mars 2011, de nouvelles règles de régulation de la filière photovoltaïque sont entrées en vigueur, fixant des quotas pour les nouveaux projets et abaissant le tarif de rachat. Le tarif de rachat de l'électricité d'origine photovoltaïque est recalculé tous les trimestres. Il a baissé le 1er juillet, puis le 1er octobre 2011.

En juillet 2011, la CRE a publié l'appel d'offres pour l'installation d'éoliennes en mer. Les surcoûts de production des installations par rapport aux prix de marché seront intégrés aux charges CSPE.

En octobre 2011, un décret du ministère de l'Énergie a été déposé afin que les tarifs sociaux d'électricité, financés par la CSPE, soient automatisés en 2012. En effet, près de 1,5 million de ménages français sont en situation de précarité énergétique et devraient en bénéficier, alors que seulement 600 000 d'entre eux y ont souscrit.

9.2.2.4.2 Royaume-Uni

9.2.2.4.2.1 Mise en place d'un *carbon price floor*

Le 24 mars 2011, le gouvernement britannique a annoncé la mise en place d'un prix plancher du carbone (*carbon price floor*), une des conditions nécessaires au déploiement des énergies bas carbone comme le nucléaire.

Le prix plancher a été fixé à 16 £/t par la loi de finances 2011, pour une mise en application le 1er avril 2013. Il devrait atteindre 30 £/t en 2020 et 70 £/t en cible long terme à 2030 (chiffres exprimés en $£_{2009}$). Cette taxe devrait avoir pour effet de favoriser le développement de nouvelles sources d'énergies décarbonées au Royaume-Uni.

9.2.2.4.2.2 Le Parlement britannique ratifie le programme de construction de nouvelles centrales nucléaires

Le Parlement britannique a voté le 18 juillet 2011 la Déclaration Nationale de Politique Nucléaire (*National Policy Statement for Nuclear Power Generation*), ratifiant ainsi le programme de construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Ce vote du Parlement entérine la décision du gouvernement de recourir à l'énergie nucléaire pour répondre aux besoins croissants du Royaume-Uni en capacités de production d'électricité bas carbone.

Le Parlement a également confirmé la liste des sites habilités à accueillir de nouvelles centrales nucléaires, parmi lesquels figurent Hinkley Point et Sizewell, les deux sites prioritaires identifiés par EDF pour la construction de ses futures centrales.

Ce vote constitue une avancée majeure pour le développement du nouveau nucléaire au Royaume-Uni et pour le groupe EDF. Il fait notamment suite à l'annonce du gouvernement britannique, le 12 juillet 2011, qui a confirmé sa décision de réformer le marché de l'électricité en Grande-Bretagne.

9.2.2.4.3 Hongrie

Un amendement à la loi sur l'électricité adopté le 16 mars 2011 a mis fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011, et prévoit que les tarifs chaleur seront désormais régulés, les prix devant être fixés par le gouvernement sur proposition du régulateur et non plus par accord de gré à gré entre fournisseurs et clients. Cet amendement affecte en particulier la filiale hongroise d'EDF BE ZRt.

9.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2010

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2010 et 2011 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres activités). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.
Pour rappel, la croissance organique est mesurée par rapport aux données 2010 ajustées.

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté (1)	2010 retraité (2)
Chiffre d'affaires	**65 307**	**63 922**	**65 320**
Achats de combustible et d'énergie	(30 195)	(29 378)	(26 176)
Autres consommations externes	(9 931)	(9 890)	(10 582)
Charges de personnel	(10 917)	(10 418)	(11 422)
Impôts et taxes	(3 101)	(2 750)	(3 227)
Autres produits et charges opérationnels	3 661	3 050	3 090
Prolongation du TaRTAM – lois du 7 juin et du 7 décembre 2010	-	(380)	(380)
Excédent brut d'exploitation (EBE)	**14 824**	**14 156**	**16 623**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(116)	15	15
Dotations aux amortissements	(6 285)	(6 434)	(7 426)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(221)	(428)	(428)
(Pertes de valeur) / reprises	(640)	(1 743)	(1 743)
Autres produits et charges d'exploitation	724	(848)	(801)
Résultat d'exploitation	**8 286**	**4 718**	**6 240**
Résultat financier	**(3 780)**	**(3 896)**	**(4 426)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**4 506**	**822**	**1 814**
Impôts sur les résultats	(1 305)	(682)	(1 079)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	45	504	134
Résultat net des activités en cours de cession	-	-	380
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**3 246**	**644**	**1 249**
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	236	235	229
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	**3 010**	**409**	**1 020**
Résultat net par action *(en euros)*	**1,63**	**0,22**	**0,55**
Résultat net dilué par action *(en euros)*	**1,63**	**0,22**	**0,55**

(1) Données 2010 à périmètre comparable 2011 : hors EnBW, les réseaux et la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni et avec la mise en équivalence de RTE.
(2) Données 2010 retraitées conformément aux principes comptables (cf. chapitre 9.1).

9.3.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 2,2 % et en croissance organique de 2,7 %.

9.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	65 307	63 922	1 385	+2,2	+2,7

Le chiffre d'affaires s'élève à 65 307 millions d'euros en 2011, en croissance de 1 385 millions d'euros (+2,2 %). Hors effets de change (-302 millions d'euros) résultant principalement de la dépréciation de la livre sterling face à l'euro et hors effets de périmètre (-37 millions d'euros), la croissance organique est de +2,7 %.

9.3.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	**37 171**	**35 951**	**1 220**	**+3,4**	**+3,4**
Royaume-Uni	8 568	9 496	(928)	-9,8	-8,0
Italie	6 552	5 647	905	+16,0	+17,5
Autre international	7 501	7 033	468	+6,7	+8,9
Autres activités	5 515	5 795	(280)	-4,8	-5,8
Total hors France	**28 136**	**27 971**	**165**	**+0,6**	**+1,8**
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**65 307**	**63 922**	**1 385**	**+2,2**	**+2,7**

En 2011, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 43,1 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe contre 43,8% en 2010 ajusté.

9.3.1.2.1 France

Évolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 37 171 millions d'euros, en croissance organique de 3,4 % par rapport à 2010 ajusté.

En dépit d'un effet climat fortement négatif (- 1 866 millions d'euros) qui a pénalisé les ventes aux clients finals, le chiffre d'affaires progresse du fait d'effets prix et tarifs positifs à hauteur de 1 351 millions d'euros ; ceux-ci résultent de hausses tarifaires effectives au 15 août 2010 et au 1er juillet 2011 et de prix de marché spot légèrement supérieurs en moyenne à ceux de 2010 (+ 1,4 €/MWh). Le reste de cette progression s'explique essentiellement par une hausse des volumes vendus dans le cadre du dispositif ARENH et sur les marchés de gros du fait d'un équilibre offre-demande favorable.

Au 31 décembre 2011, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 80,2 %, en retrait de 3,2 points par rapport à fin 2010. La part de marché gaz naturel s'élève à 3,6 %, en retrait de 0,4 point par rapport à fin 2010.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités non régulées (1), activités de réseaux (2) et activités insulaires (3)

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	37 171	35 951	1 220	+3,4
Activités non régulées	35 270	34 197	1 073	+3,1
Activités réseaux (ERDF)	12 254	12 182	72	+0,6
Activités insulaires	862	833	29	+3,5
Éliminations	(11 215)	(11 261)	46	-0,4

La hausse de 3,1 % du **chiffre d'affaires des activités non régulées** s'explique principalement par l'impact favorable des hausses tarifaires 2010 et 2011.

Le **chiffre d'affaires des activités réseaux** augmente légèrement de 0,6 % sous l'effet des hausses tarifaires, malgré les moindres volumes acheminés du fait d'un hiver 2011 moins rigoureux qu'en 2010.

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2011 à 421,1 TWh contre 407,9 TWh en 2010, soit +13,2 TWh. Cette amélioration, en dépit de neuf visites décennales – contre cinq en 2010 –, s'explique par la très bonne disponibilité du parc due notamment à la forte réduction du nombre d'arrêts fortuits. Le coefficient de disponibilité s'établit quant à lui à 80,7 % en 2011, en croissance de 2,2 points par rapport à 2010.

La production hydraulique s'élève à 26,8 TWh, en net recul par rapport à 2010 (-12 TWh) du fait d'une hydraulicité défavorable (voir conditions climatiques en section 9.2.1.4).

La production thermique à flamme s'élève à 11,8 TWh, soit - 5,1 TWh par rapport à 2010. Cette évolution est essentiellement liée à une différence entre les prix de l'électricité et les prix des combustibles fossiles moins favorable à la production thermique à flamme, du fait d'un équilibre entre l'offre et la demande moins tendu dans un contexte de climat plus doux. Le parc thermique à flamme a également été moins sollicité du fait de la bonne disponibilité du parc nucléaire.

Les volumes vendus aux clients finals (y compris à Eurodif et aux entreprises locales de distribution) sont en recul de - 40,5 TWh, dont - 26,4 TWh liés au différentiel de températures ; contrairement à 2011 qui a connu

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

(2) Activités qui ne regroupent plus que les activités de Distribution en 2011, depuis la mise en équivalence de l'activité Transport à compter du 31 décembre 2010. Les activités de Réseaux en métropole 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.

(3) Activités de production et de distribution d'EDF dans les systèmes énergétiques insulaires (SEI).

des températures très clémentes, l'année 2010 avait été marquée par des températures très basses.
Par ailleurs, la fourniture d'électricité en application de la loi NOME au second semestre 2011 a représenté un volume de 30,8 TWh.

En 2011, EDF a été acheteur net de 7,3 TWh sur les marchés de gros, ce qui représente une diminution de 11,2 TWh des volumes nets achetés.

9.3.1.2.2 Royaume-Uni

Depuis la cession des activités de Réseaux au groupe CKI le 29 octobre 2010, **EDF Energy** se compose de trois branches opérationnelles : les activités Approvisionnements en énergies et Ventes aux clients, la branche Production Nucléaire et le développement du Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni.
Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 8 568 millions d'euros en 2011, en baisse de 9,8 % par rapport à 2010 ajusté et en diminution organique de 8,0 %. L'effet change défavorable (-166 millions d'euros) est lié à la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro entre 2010 et 2011.

L'année 2011 est marquée par une baisse des volumes vendus, partiellement compensée par des effets prix favorables.

La baisse des volumes concerne principalement les ventes d'électricité aux entreprises, qui subissent une pression concurrentielle accrue. Sur les ventes aux clients résidentiels, les volumes sont aussi en diminution principalement dans le gaz, en raison d'un effet climatique défavorable lié à des températures plus douces lors des premier et dernier trimestres 2011.

La hausse globale des tarifs a eu un impact favorable sur le chiffre d'affaires, notamment les augmentations du 1er octobre 2010 (+2,6 % sur l'électricité), du 2 mars 2011 (+7,5 % sur l'électricité et +6,5 % sur le gaz) et dans une moindre mesure du 10 novembre 2011 (+4,5 % sur l'électricité et +15,4 % sur le gaz), plus faible et plus tardive que celle des concurrents.

9.3.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie** (1) au chiffre d'affaires du Groupe est de 6 552 millions d'euros, en progression de 16,0 % et en croissance organique de 17,5 %.

Le chiffre d'affaires d'Edison progresse de 893 millions d'euros, soit +17,3 % (+19,0 % en croissance organique), tiré par l'activité électricité qui bénéficie d'un effet prix positif et d'un effet volume globalement favorable grâce aux marchés de gros et ce en dépit d'une baisse des volumes vendus aux clients finals. Dans l'activité hydrocarbures, la hausse des volumes vendus sur le marché de gros et thermoélectrique s'accompagne d'une hausse du prix des matières premières.

Le chiffre d'affaires de Fenice est en hausse de 11 millions d'euros, soit 2,3 % (évolution organique de +1,3 %), en raison notamment du démarrage des nouvelles cogénérations en Italie et du développement des filiales à l'étranger. Cette hausse est partiellement compensée par le ralentissement des ventes sur le périmètre Fiat.

9.3.1.2.4 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 7 501 millions d'euros en 2011, en augmentation de 468 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté, soit +6,7 %.

Les effets de change entre 2010 ajusté et 2011 s'élèvent à - 107 millions d'euros. Les effets périmètre du segment sont essentiellement liés aux changements de méthode de consolidation des filiales polonaises Zielona Gora et Kogeneracja(2). Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 8,9 % par rapport à 2010 ajusté.

Cette progression provient pour l'essentiel de la Belgique et, dans une moindre mesure, de l'Autriche et du Brésil. En revanche, le chiffre d'affaires est en diminution en Hongrie.

En **Belgique**, le chiffre d'affaires de 3 595 millions d'euros présente une croissance organique de +17,7 % qui résulte principalement de la hausse des ventes d'optimisation court terme électricité et gaz et dans une moindre mesure de la croissance des volumes d'électricité vendus aux clients finals associée à un effet prix favorable. En revanche, le chiffre d'affaires sur l'activité de commercialisation de gaz est en légère baisse, la diminution des volumes vendus liée au climat n'étant que partiellement compensée par les hausses de tarifs.

En **Autriche**, le chiffre d'affaires de 417 millions d'euros présente une croissance organique de +36,7 % qui reflète la hausse des volumes d'électricité vendus en raison d'un hiver froid début 2011 et d'une reprise de l'activité des clients industriels.

Le chiffre d'affaires du **Brésil** présente une hausse organique de 17,2 % qui résulte d'une hausse des prix contractuels et d'un bon niveau des ventes à l'exportation notamment vers l'Argentine.

En revanche, en **Hongrie**, le chiffre d'affaires de 684 millions d'euros est en diminution organique de 9,4 % en raison principalement de la baisse des volumes vendus par EDF Demasz sur le marché de gros et à la baisse des prix d'électricité commercialisée aux clients éligibles associée à une baisse des coûts d'achat.

9.3.1.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg, ainsi que la participation dans Dalkia.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 515 millions d'euros en 2011, en diminution de 280 millions d'euros (-4,8 %) et en diminution organique de 5,8 % par rapport à 2010 ajusté.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 1 214 millions d'euros, en recul organique de 16,0 % par rapport à 2010 ajusté. En effet, après une année 2010 exceptionnelle, l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés a retrouvé un niveau d'activité comparable aux années antérieures. L'activité Production, cœur de métier d'EDF Énergies Nouvelles, a enregistré une forte croissance de 24 % par rapport à 2010 ajusté.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** (3) est en croissance organique de 5,6 % par rapport à 2010 ajusté, essentiellement grâce à des opérations d'optimisation court terme des positions d'EDF en France.

(1) Groupes Edison et Fenice.
(2) Passage d'intégration globale à intégration proportionnelle en février 2011 consécutif à la finalisation de la cession d'EnBW.
(3) Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en diminution organique de 74 millions d'euros (-3,2 %), principalement en raison de la baisse constatée sur les activités solaires en Espagne et en Italie.

9.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en augmentation de 4,7 % et en croissance organique de 5,4 %. Hors impact lié à la régularisation du dispositif TaRTAM sur le premier semestre 2011 (-170 millions d'euros[1]), la croissance organique de l'EBE ressort à 6,6 %, supérieure aux objectifs présentés en juillet 2011.

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	**65 307**	**63 922**	**1 385**	**+2,2**	**+2,7**
Achats de combustible et d'énergie	(30 195)	(29 378)	(817)	+2,8	+3,7
Autres consommations externes	(9 931)	(9 890)	(41)	+0,4	-0,2
Charges de personnel	(10 917)	(10 418)	(499)	+4,8	+5,1
Impôts et taxes	(3 101)	(2 750)	(351)	+12,8	+12,9
Autres produits et charges opérationnels	3 661	3 050	611	+20,0	+20,4
Prolongation du TaRTAM – lois du 7 juin et du 7 décembre 2010	-	(380)	380	n.a.	n.a.
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	**14 824**	**14 156**	**668**	**+4,7**	**+5,4**

n.a. = non applicable.

9.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 14 824 millions d'euros en 2011, en augmentation de 4,7 % par rapport à 2010 ajusté et en croissance organique de 5,4 %. Les effets de change de -73 millions d'euros résultent principalement de la variation défavorable de la livre sterling par rapport à l'euro.

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 30 195 millions d'euros en 2011, en augmentation de 817 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté (+2,8 %) et en croissance organique de 3,7 %. En **France**, la hausse organique de 5,4 % s'explique essentiellement par l'accroissement des obligations d'achats. En **Italie**, la hausse organique de 24,1 % provient à la fois des achats de gaz naturel et d'électricité. Sur le segment **Autre international**, la hausse organique de 13,4 % est liée principalement à la hausse des volumes vendus en Belgique et à des effets prix des combustibles et du coût du CO_2 en Pologne. En revanche, les achats de combustible et d'énergie au **Royaume-Uni** sont en décroissance organique de 19,0 %, compte tenu de l'évolution défavorable des volumes de ventes conjuguée à la hausse de la production nucléaire.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 931 millions d'euros et sont stables par rapport à 2010 ajusté (+0,4 %). La variation organique est de -0,2 %. Cette évolution s'explique principalement par la diminution des autres consommations externes chez EDF Énergies Nouvelles, en lien avec la baisse du chiffre d'affaires. Cette diminution est compensée par l'évolution défavorable localisée essentiellement en **France**, où la hausse organique de 2,8 % s'explique essentiellement par l'augmentation des coûts de maintenance sur le parc de production nucléaire.

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 10 917 millions d'euros, en augmentation de 499 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté (+4,8 %). La variation organique est de +5,1 %. Cette variation concerne essentiellement la **France**, où les charges de personnel s'élèvent à 8 147 millions d'euros, en croissance organique de 5,6 % par rapport à 2010 ajusté compte tenu de l'augmentation des effectifs, des mesures salariales et des charges relatives aux engagements de retraite.

Les **impôts et taxes** s'établissent à 3 101 millions d'euros en 2011, en augmentation de 351 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté, soit 12,8 % (+12,9 % en croissance organique), principalement en **France**.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 661 millions d'euros en 2011, en augmentation de 611 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté et en variation organique de +20,4 %. En **France**, la hausse organique des autres produits et charges opérationnels de 562 millions d'euros s'explique principalement par la hausse des recettes de CSPE. Au **Royaume-Uni**, les autres produits et charges opérationnels diminuent en organique de 172 millions d'euros compte tenu de l'effet défavorable de la valorisation à la juste valeur de différents éléments, notamment des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy. Cet effet est néanmoins partiellement compensé par des éléments favorables, notamment des plus-values de cession, sans équivalent en 2010 ajusté. En **Italie**, la diminution s'explique principalement par l'indemnité pour résiliation anticipée du régime de certaines centrales CIP6 comptabilisée par Edison en 2010. Sur le segment **Autres activités**, la hausse organique de 168 millions d'euros est liée à la comptabilisation de différentes plus-values de cession.

Une dotation nette aux provisions de 380 millions d'euros avait été comptabilisée sur une ligne spécifique en 2010 au titre de la **prolongation du TaRTAM** (lois du 7 juin et du 7 décembre 2010).

(1) Montant net de refacturations aux partenaires.

9.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	**9 111**	**8 599**	**512**	**+6,0**	**+6,3**
Royaume-Uni	1 912	1 790	122	+6,8	+8,5
Italie	592	801	(209)	-26,1	-25,2
Autre international	1 280	1 084	196	+18,1	+19,5
Autres activités	1 929	1 882	47	+2,5	+3,3
Total hors France	**5 713**	**5 557**	**156**	**+2,8**	**+4,0**
EBE GROUPE	**14 824**	**14 156**	**668**	**+4,7**	**+5,4**

9.3.2.2.1 France

Évolution de l'EBE du segment France

La contribution de la France à l'EBE du Groupe s'élève à 9 111 millions d'euros, en augmentation de 6,0 % par rapport à 2010 ajusté, et en hausse organique de 6,3 %. Cette contribution représente 61,5 % de l'EBE du Groupe en 2011 contre 60,7 % en 2010 ajusté. La croissance de l'EBE du segment France reflète une progression de la marge brute supérieure à celle des charges d'exploitation (+4,7 %).

Ventilation(1) de l'EBE du segment France entre activités non régulées, activités réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
EBE	9 111	8 599	512	+6,0
Activités non régulées	6 056	5 905	151	+2,6
Activités réseaux	2 795	2 475	320	+12,9
Activités insulaires	260	219	41	+18,7

Malgré une hydraulicité très défavorable (-582 millions d'euros) et des coûts de maintenance du parc nucléaire en hausse, l'EBE des activités non régulées est en légère croissance entre 2010 et 2011 (+2,6 %) du fait des hausses de tarifs réglementés (+490 millions d'euros) et de l'augmentation de la production nucléaire (+587 millions d'euros).

L'année 2011 est marquée par la fin du dispositif TaRTAM (au 30 juin 2011) et la mise en œuvre des livraisons ARENH à hauteur de 30,8 TWh, décrite au § 9.2.2.4.1.1. Cette fourniture d'énergie complémentaire contraint EDF, en fonction de l'équilibre offre-demande, soit à réduire ses ventes sur le marché, soit à acheter ces volumes sur le marché. Le prix de vente ARENH étant inférieur aux prix de marché, ce dispositif a un impact négatif sur les comptes d'EDF en 2011.

L'EBE des activités réseaux est en progression de 12,9 %, malgré la diminution des volumes acheminés (effet du climat de 2010), du fait des hausses du TURPE et de la diminution des achats des pertes réseau.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation de 41 millions d'euros (+18,7 %) du fait de la hausse des tarifs et de l'augmentation des compensations au titre de la CSPE.

9.3.2.2.2 Royaume-Uni

La contribution du Royaume-Uni à l'EBE du Groupe est de 1 912 millions d'euros en 2011, en hausse de 6,8 % par rapport à 2010 ajusté et en croissance organique de 8,5 %. L'effet change défavorable (-31 millions d'euros) est lié à la dépréciation de la livre sterling face à l'euro entre 2010 et 2011.

La performance opérationnelle se caractérise par une production nucléaire de 55,8 TWh en 2011, en augmentation de 7,5 TWh (+15,5 %) en raison d'une meilleure performance du parc en 2011 et d'arrêts fortuits qui avaient affecté l'année 2010, essentiellement sur Sizewell B.

De ce fait, la baisse du chiffre d'affaires mentionnée au paragraphe 9.3.1.2.2 est plus que compensée par la diminution des achats d'énergie. L'EBE du Royaume-Uni bénéficie de l'évolution des prix sur le marché de gros. Il subit néanmoins un effet défavorable lié à la valorisation à la juste valeur de différents éléments, notamment des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy.

9.3.2.2.3 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 592 millions d'euros, en recul de 26,1 % (-25,2 % en organique).

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 480 millions d'euros en 2011 contre 693 millions d'euros en 2010 ajusté, en baisse organique de 206 millions d'euros, soit -29,7 %.

L'EBE de l'activité électricité est en baisse sous l'effet conjugué de la résiliation anticipée fin 2010 et de l'expiration à leur terme du régime des subventions CIP6 de certaines centrales ainsi que de la contraction des marges. Le segment électrique bénéficie néanmoins de la contribution positive des activités renouvelables et des activités à l'étranger.

(1) Ventilation explicitée dans la partie 9.3.1.2.1 de ce rapport.

La contribution des activités hydrocarbures à l'EBE est en net recul par rapport à 2010 ajusté, malgré la progression de l'Exploration-Production. Ces activités ont été fortement pénalisées par la baisse des marges gaz sur les clients finals résultant d'une part d'une pression sur les prix de vente liée à un environnement fortement concurrentiel et d'autre part du coût d'approvisionnement sur les contrats long terme pour lesquels les négociations et les procédures d'arbitrage engagées se poursuivent. Toutefois, les renégociations des contrats d'importation de gaz norvégien en février 2011 et russe en juillet 2011, dont les impacts 2011 s'élèvent respectivement à 26 et 101 millions d'euros, ont permis de limiter la contraction des marges.

La contribution de **Fenice** à l'EBE du Groupe est en croissance organique de 2 millions d'euros entre 2011 et 2010 ajusté.

9.3.2.2.4 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 1 280 millions d'euros en 2011, en augmentation de 18,1 % par rapport à 2010 ajusté et en croissance organique de 19,5 %.

L'EBE de la **Belgique**, en croissance organique de 74,4 %, reflète une progression des volumes vendus d'électricité ainsi qu'une amélioration des marges électricité et gaz.

Le **Brésil** enregistre une croissance organique de 22,6% de son EBE liée notamment à l'effet favorable des ventes à l'exportation.

L'EBE en **Pologne** enregistre une croissance organique de 10,5 %. Cette hausse inclut notamment un résultat de déconsolidation de Zielona Gora et Kogeneracja partiellement compensé par une baisse des marges. Celle-ci s'explique par la hausse des prix d'achat du charbon et du combustible biomasse ainsi que par de moindres ventes de chaleur en raison d'un climat plus doux qu'en 2010.

En **Hongrie**, l'EBE est en décroissance organique (-14,3 %), en particulier chez BE ZRt dont les marges sont en baisse suite à une évolution du contexte réglementaire.

Aux **États-Unis**, l'EBE est en forte décroissance (-28,0 %) par rapport à 2010 ajusté. La décroissance organique de l'EBE s'élève à -16,7 % et s'explique par l'impact défavorable des arrêts fortuits chez CENG, ainsi que par le changement de statut du projet de nouveau nucléaire Calvert Cliffs 3 d'UniStar. En effet, sa requalification en phase de prédéveloppement a entraîné l'enregistrement de ses dépenses en charges et non plus en immobilisations (cf. § 9.4.1.2).

9.3.2.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 929 millions d'euros, en augmentation de 47 millions par rapport à 2010 ajusté et en croissance organique de 3,3%.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 540 millions d'euros [1], en progression organique de 17,4 % par rapport à 2010 ajusté. Cette hausse s'explique principalement par la croissance de l'activité Production éolienne et solaire.

L'EBE d'**EDF Trading** est en croissance organique de 7,2 % par rapport à 2010 ajusté, en lien avec la hausse du chiffre d'affaires [2].

L'EBE de **Dalkia** est en décroissance organique de 124 millions d'euros soit -34,4 %, principalement du fait de la plus-value de la cession d'Usti en République tchèque enregistrée en 2010, ainsi que par de moindres résultats, notamment en Italie.

9.3.3 Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en augmentation de 75,6 %.

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**14 824**	**14 156**	**668**	**+4,7**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de trading	(116)	15	(131)	n.a.
Dotations aux amortissements	(6 285)	(6 434)	149	-2,3
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(221)	(428)	207	-48,4
(Pertes de valeur) / reprises	(640)	(1 743)	1 103	-63,3
Autres produits et charges d'exploitation	724	(848)	1 572	n.a.
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**8 286**	**4 718**	**3 568**	**+75,6**

n.a. = non applicable.

(1) 560 millions d'euros aux bornes d'EDF Énergies Nouvelles, avant ajustements de consolidation du groupe EDF.
(2) Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 8 286 millions d'euros en 2011, en augmentation de 3 568 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté, ce qui s'explique principalement par l'évolution des pertes de valeur (constatées en 2010 essentiellement sur les États-Unis et le Royaume-Uni, et en 2011 chez Edison et Dalkia) et des autres produits et charges d'exploitation (provision pour risques sur les activités italiennes du Groupe en 2010, évolution des provisions pour renouvellement des immobilisations en concession chez ERDF et plus-value de cession EnBW en 2011).

9.3.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading passent de 15 millions d'euros en 2010 ajusté à -116 millions d'euros en 2011. Les évolutions négatives, principalement localisées dans le segment **Autre international** (Belgique) et en **France** sont partiellement compensées par l'évolution positive au **Royaume-Uni**.

9.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements sont en légère diminution par rapport à 2010 ajusté (-2,3 %).

Le **Royaume-Uni** tout comme l'**Italie** enregistrent de moindres charges d'amortissements en 2011 : le premier essentiellement en raison de l'extension des durées de vie des centrales de Heysham 1 et Hartlepool accordée par le *Nuclear Installations Inspectorate* (NII)(1) en 2010, la seconde du fait des dépréciations passées en 2010 sur certains actifs thermiques.

La **France** a enregistré une hausse des dotations aux amortissements (+177 millions d'euros), liée aux nouveaux investissements. De même, chez EDF Énergies Nouvelles, les mises en service du parc de production conduisent à une hausse des dotations aux amortissements de 34 millions d'euros.

9.3.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 207 millions d'euros des **dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession** en 2011 par rapport à 2010 est attribuable à ERDF et liée à la réduction de l'assiette des biens renouvelables pendant la durée des concessions.

9.3.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2010, les pertes de valeur comptabilisées pour 1 743 millions d'euros concernaient essentiellement les États-Unis, le Royaume-Uni et dans une moindre mesure les segments **Autres activités** et **Italie**.

En 2011, les pertes de valeur constatées pour 640 millions d'euros concernent Edison en **Italie** pour 320 millions d'euros (dont 280 millions d'euros pour Edipower), le segment **Autres activités** à hauteur de 267 millions d'euros et le segment **Autre international** avec BE ZRt en Hongrie pour 53 millions d'euros.

Ces pertes de valeur sur le segment **Autres activités** concernent Dalkia pour 151 millions d'euros, sur ses activités en Italie et dans une moindre mesure en Espagne. Elles s'élèvent à 78 millions d'euros chez EDF Énergies Nouvelles, notamment en France sur l'activité photovoltaïque qui a subi l'évolution de la réglementation française en matière d'énergie solaire depuis fin 2010.

9.3.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation présentent un produit net de 724 millions d'euros en 2011 contre une charge nette de 848 millions d'euros en 2010 ajusté.

En 2010, ils incluaient notamment une dotation à une provision pour risques relative aux activités en Italie pour 750 millions d'euros.

En 2011, ils comprennent essentiellement la comptabilisation de l'impact positif de 414 millions d'euros sur la provision pour renouvellement dû au changement d'estimation de la durée de vie de certains ouvrages de distribution publique en France, ainsi que la plus-value de cession d'EnBW pour 276 millions d'euros.

9.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2011	2010 ajusté	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(2 271)	(2 424)	153	-6,3
Effet de l'actualisation	(3 064)	(2 971)	(93)	+3,1
Autres produits et charges financiers	1 555	1 499	56	+3,7
RÉSULTAT FINANCIER	**(3 780)**	**(3 896)**	**116**	**-3,0**

*(1) Autorité de sûreté nucléaire britannique, intégrée depuis le 1er avril 2011 à l'*Office for Nuclear Regulation *(ONR).*

Le résultat financier représente une charge de 3 780 millions d'euros en 2011, en baisse de 116 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté. Cette évolution s'explique par :

- une baisse des charges d'intérêts (-6,3 %) due à des actions d'optimisation de la structure de la dette brute ;
- une augmentation des charges d'actualisation de 93 millions d'euros provenant essentiellement de la France ;
- une hausse des autres produits et charges financiers liée notamment à l'optimisation de la trésorerie et des actifs liquides.

9.3.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 305 millions d'euros en 2011, correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,0 % (charge de 682 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 83,0 % en 2010 ajusté).

La diminution du taux effectif d'impôt s'explique principalement par la comptabilisation en 2010 des pertes de valeur aux États-Unis et au Royaume-Uni et de la provision pour risques sur le secteur Italie. Retraité de cette provision et des pertes de valeur comptabilisées en 2010 et 2011, le taux effectif d'impôt est stable (26,6 % en 2011 contre 26,4 % en 2010 ajusté).

9.3.6 Quote-part de résultat des entreprises associées

Le Groupe enregistre un produit de 45 millions d'euros en 2011, contre un produit de 504 millions d'euros en 2010 ajusté. Cette diminution s'explique essentiellement par la comptabilisation d'une perte de valeur chez Alpiq pour 320 millions d'euros, ainsi que par la diminution du résultat d'Alpiq et de RTE entre 2010 et 2011.

9.3.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'élève à 236 millions d'euros en 2011, stable par rapport à 2010 ajusté.

9.3.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 010 millions d'euros en 2011, en hausse de 2 601 millions d'euros par rapport à 2010 ajusté.

9.3.9 Résultat net courant

Le résultat net courant [(1)] s'établit à 3 520 millions d'euros en 2011, en augmentation de 415 millions d'euros, soit 13,4 % par rapport à 2010 ajusté.

À périmètre et change constants, il augmente de 12,9 %.

(1) Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts.
Les éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts en 2011 s'élèvent à (510) millions d'euros : ils se composent principalement de :
- *253 millions d'euros de résultat de cession EnBW,*
- *(320) millions d'euros de perte de valeur Alpiq,*
- *(304) millions d'euros de perte de valeur Edison,*
- *(135) millions d'euros de perte de valeur Dalkia International,*
- *(217) millions d'euros de dépréciation sur les titres Veolia,*
- *266 millions d'euros de reprise de provision pour renouvellement liée au changement d'estimation de la durée de vie de certains actifs,*
- *(58) millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nettes d'impôt,*
- *5 millions d'euros d'autres éléments.*

Les éléments non récurrents et variation nette de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading nets d'impôts étaient de (2 696) millions d'euros en 2010 ajusté et incluaient notamment des pertes de valeur et des autres produits et charges d'exploitation, notamment sur les États-Unis et l'Italie, ainsi que de la provision TaRTAM sur la France.

9.4 Flux de trésorerie et endettement financier net

9.4.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**8 497**	**11 110**	**(2 613)**	**-23,5**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(6 791)**	**(14 927)**	**8 136**	**-54,5**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**(1 591)**	**1 948**	**(3 539)**	**n.a.**
Flux de trésorerie des activités en cours de cession	**-**	**357**	**(357)**	**n.a.**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**115**	**(1 512)**	**1 627**	**n.a.**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**5 567**	**6 982**	**(1 415)**	**-20,3**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	115	(1 512)	1 627	n.a.
Incidence des variations de change	54	76	(22)	-28,9
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	44	29	15	51,7
Incidence des reclassements	(37)	(8)	(29)	n.a.
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**5 743**	**5 567**	**176**	**3,2**

n.a. = non applicable.

9.4.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	**4 506**	**1 814**	**2 692**	**148,4**
Pertes de valeur/(reprises)	640	1 743	(1 103)	-63,3
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 325	9 858	(2 533)	-25,7
Produits et charges financiers	1 117	1 918	(801)	-41,8
Dividendes reçus des entreprises associées	334	112	222	198,2
Plus ou moins-values de cession	(686)	164	(850)	n.a.
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 785)	(335)	(1 450)	n.a.
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	**11 451**	**15 274**	**(3 823)**	**-25,0**
Frais financiers nets décaissés	(1 623)	(2 197)	574	-26,1
Impôts sur le résultat payés	(1 331)	(1 967)	636	-32,3
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**8 497**	**11 110**	**(2 613)**	**-23,5**

n.a. = non applicable.

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2011 s'élèvent à 8 497 millions d'euros, en diminution de 2 613 millions d'euros par rapport à 2010 retraité.

Cette variation traduit d'abord un recul de 3 823 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient essentiellement :

- (i) du résultat avant impôt des sociétés intégrées corrigé des pertes (reprises) de valeur et des amortissements, provisions et variations de juste valeur, dont le total s'élève à 12 471 millions d'euros en 2011 contre 13 415 millions d'euros en 2010, soit une diminution de 944 millions d'euros par rapport à 2010 ;
- (ii) de la baisse des produits et charges financiers (-801 millions d'euros par rapport à 2010) liée d'une part à la réduction de l'endettement brut moyen et à des actions d'optimisation de la structure de la dette brute (voir section 9.3.4 « Résultat financier ») et d'autre part à un effet périmètre (mise en équivalence de RTE et cession des réseaux au Royaume-Uni) ;
- (iii) de l'effet de diverses plus-values de cession enregistrées en 2011, notamment la plus-value de cession d'EnBW ;
- (iv) de la variation du besoin en fonds de roulement (BFR) qui s'élève à -1 785 millions d'euros en 2011 contre -335 millions d'euros en 2010 ; en 2010, le BFR avait bénéficié de l'effet favorable de 1 747 millions d'euros lié à l'encaissement de la première avance dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

La variation des flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation reflète également :

- (i) la diminution de 574 millions d'euros des frais financiers nets décaissés liée à la mise en équivalence de RTE en 2011 et à la réduction de l'endettement brut moyen ;
- (ii) la baisse de l'impôt payé sur le résultat (636 millions d'euros), due principalement à l'écart sur les paiements des soldes d'impôt en France et au Royaume-Uni relatifs aux exercices précédents et aux remboursements d'impôt par RTE à EDF dans le cadre de l'intégration fiscale, supérieurs en 2011.

9.4.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement se sont élevés à 6 791 millions d'euros en 2011, à comparer à 14 927 millions d'euros en 2010.

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement s'analysent 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)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles	(11 134)	(12 241)	1 107	-9,0
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	497	188	309	n.a.
Investissements non financiers nets (1)	**(10 637)**	**(12 053)**	**1 416**	**-11,7**
Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée) (2)	3 624	3 398	226	6,7
Variations d'actifs financiers	222	(6 272)	6 494	n.a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	**(6 791)**	**(14 927)**	**8 136**	**-54,5**

n.a. = non applicable.

(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 au titre des immobilisations corporelles et incorporelles.

(2) L'effet de la cession de participation dans EnBW en 2011 s'élève à 3,8 milliards d'euros (règlement de 4,5 milliards d'euros net de la trésorerie cédée pour 738 millions d'euros).

Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles (investissements opérationnels)

Les investissements opérationnels (Capex bruts) s'élèvent à 11 134 millions d'euros en 2011, en diminution de 1 107 millions d'euros (-9,0 %) par rapport à 2010.

Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités réseaux	2 754	3 724	(970)	-26,0
Activités non régulées	3 896	3 655	241	6,6
Activités insulaires	728	495	233	47,1
Total France	**7 378**	**7 874**	**(496)**	**-6,3**
Royaume-Uni	1 179	1 871	(692)	-37,0
Italie	318	381	(63)	-16,5
Autre international	436	561	(125)	-22,3
International	**1 933**	**2 813**	**(880)**	**-31,3**
Autres activités	**1 823**	**1 554**	**269**	**17,3**
INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS (CAPEX BRUTS)	**11 134**	**12 241**	**(1 107)**	**-9,0**

Les investissements opérationnels diminuent en France et à l'international, mais progressent pour les Autres activités.

La diminution en **France**, de 496 millions d'euros, soit 6,3 %, est due à la mise en équivalence de RTE à compter du 31 décembre 2010. Hors cet impact, les investissements opérationnels sont en évolution de 670 millions d'euros (+10,0 %). Sur les activités réseaux, cette évolution s'explique essentiellement par les investissements d'ERDF sur les raccordements des clients (122 millions d'euros) et sur la qualité de la desserte (153 millions d'euros). Concernant les activités non régulées, l'augmentation se concentre sur la maintenance nucléaire (367 millions d'euros), principalement sur les opérations de maintien du patrimoine et de prolongation de durée d'exploitation des centrales. S'agissant des activités insulaires, la hausse s'explique par des investissements dans de nouvelles capacités de production, en cours de réalisation en Haute Corse, en Guadeloupe (Pointe Jarry), en Martinique (Bellefontaine) et à la Réunion (Port Est).

Au **Royaume-Uni**, les investissements opérationnels sont en diminution de 692 millions d'euros, soit -37,0 %, principalement en raison de l'impact de la cession des réseaux (-790 millions d'euros). Hors cet impact, leur hausse s'élève à 101 millions d'euros, liée au développement du Nouveau nucléaire et des énergies renouvelables.

En **Italie**, la baisse de 63 millions des investissements opérationnels (-16,5 %) est principalement localisée chez Fenice (-59 millions d'euros).

Sur la zone **Autre international**, les investissements opérationnels sont en diminution de 125 millions d'euros en 2011 par rapport à 2010, principalement aux États-Unis, en Pologne et sur le segment Autre Europe de l'Ouest.

Les investissements opérationnels des Autres activités sont en hausse de 269 millions d'euros, soit 17,3 %. Cette variation s'explique principalement par l'augmentation des investissements d'EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord pour l'essentiel (141 millions d'euros) et de Dalkia (111 millions d'euros).

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 2011, les acquisitions/cessions intègrent principalement le produit de cession d'EnBW net de la trésorerie cédée pour 3,8 milliards d'euros.

En 2010, les acquisitions/cessions comprenaient principalement le produit de cession des réseaux de distribution au Royaume-Uni pour 3 655 millions d'euros.

Variation d'actifs financiers

En 2011, la variation des actifs financiers est de 222 millions d'euros, pour - 6 272 millions d'euros en 2010. En 2010, cette réduction s'expliquait principalement par l'augmentation des placements financiers du Groupe du fait des opérations de désendettement intervenues en fin d'exercice.

9.4.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(1 324)	(59)	(1 265)	n.a.
Dividendes versés par EDF	(2 122)	(2 163)	41	-1,9
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(261)	(190)	(71)	37,4
Actions propres	(14)	(10)	(4)	40,0
Flux de trésorerie avec les actionnaires	**(3 721)**	**(2 422)**	**(1 299)**	**53,6**
Émissions d'emprunts	5 846	8 642	(2 796)	-32,4
Remboursements d'emprunts	(4 071)	(4 652)	581	-12,5
Augmentation des passifs spécifiques des concessions	194	231	(37)	-16,0
Subventions d'investissement	161	149	12	8,1
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	**2 130**	**4 370**	**(2 240)**	**-51,3**
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	**(1 591)**	**1 948**	**(3 539)**	**n.a.**

n.a. = non applicable.

En 2011, les opérations de financement se traduisent par des décaissements nets de 1 591 millions d'euros en diminution de 3 539 millions d'euros par rapport à 2010. Cette variation traduit principalement :

- (i) les transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle correspondent en 2011 à l'achat de titres EDF Énergies Nouvelles pour 1 462 millions d'euros ;
- (ii) les dividendes versés en numéraire par EDF se sont élevés à 2 122 millions d'euros en 2011, stables par rapport aux dividendes versés en 2010 ;
- (iii) des émissions nettes d'emprunts en diminution de 2 215 millions d'euros. Le financement des opérations réalisées en 2011 a bénéficié de l'encaissement de 4 500 millions d'euros en février 2011 dans le cadre de la cession d'EnBW, ce qui a nécessité des émissions nettes d'emprunt inférieures à 2010.

9.4.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. La définition de l'endettement financier net a été revue en 2010 afin de prendre en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

(en millions d'euros)	2011	2010 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	**14 824**	**16 623**	**(1 799)**	**-10,8**
Neutralisation des éléments non monétaires dans l'EBE	(1 925)	(1 165)	(760)	
Frais financiers nets décaissés	(1 623)	(2 197)	574	
Impôt sur le résultat payé	(1 331)	(1 967)	636	
Autres éléments	336	152	184	
Cash flow opérationnel [1]	**10 281**	**11 446**	**(1 165)**	**-10,2**
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 121)	298	(1 419)	
Investissements opérationnels (Capex bruts) nets des cessions	(10 637)	(12 053)	1 416	
Free cash flow	**(1 477)**	**(309)**	**(1 168)**	
Dotation actifs dédiés France	(315)	(1 343)	1 028	
Investissements financiers nets	3 277	3 613	(336)	
Dividendes versés	(2 383)	(2 353)	(30)	
Autres variations [2]	8	(287)	295	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	**(890)**	**(679)**	**(211)**	
Effet de la variation du périmètre	2 607	9 358	(6 751)	
Effet de la variation de change	(516)	(782)	266	
Autres variations non monétaires [3]	(97)	15	(112)	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	**1 104**	**7 912**	**(6 808)**	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession	**-**	**195**	**(195)**	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	**34 389**	**42 496**		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**33 285**	**34 389**		

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également « Funds from operations » (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement (Tableau de flux de trésorerie) corrigés d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) Principalement variation des intérêts courus sur la dette, participations reçues sur biens en concession, subventions d'investissements et soulte libératoire versée à AREVA pour le démantèlement de La Hague (2011 : 664 millions d'euros ; 2010 : 633 millions d'euros).

(3) Correspondent principalement aux variations de juste valeur et aux reclassements comptables impactant l'endettement financier net.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 33 285 millions d'euros au 31 décembre 2011. Il était de 34 389 millions d'euros au 31 décembre 2010 et diminue donc de 1 104 millions d'euros sur l'année 2011.

Le Groupe a dégagé un free cash flow de -1 477 millions d'euros. Celui-ci intègre les investissements opérationnels nets de cessions de -10 637 millions d'euros autofinancés par le cash flow opérationnel à hauteur de 10 281 millions d'euros et une variation de BFR de -1 121 millions d'euros. La dotation 2011 aux actifs dédiés, qui s'élève à 315 millions d'euros, est en forte diminution par rapport à 2010 (-1 028 millions d'euros), ce qui s'explique à la fois par les impacts de l'affectation à fin 2010 de 50 % des titres RTE aux actifs dédiés – à hauteur de 2,3 milliards d'euros – et de l'article 20 de la loi NOME autorisant l'allongement jusqu'à fin juin 2016 de la période de constitution du portefeuille d'actifs dédiés. Cette baisse s'explique également par la suspension ponctuelle des dotations à compter d'août 2011 en raison des conditions de marché.

En 2011, le désinvestissement financier net (hors dotations aux actifs dédiés) de 3 277 millions d'euros résulte de l'encaissement en février 2011 de 4 500 millions d'euros dans le cadre de la cession d'EnBW et des investissements de croissance externe (-1 996 millions d'euros), principalement en France avec l'OPAES sur EDF Énergies Nouvelles (1 462 millions d'euros).

Les dividendes versés en numéraire (2 383 millions d'euros) comprennent le solde du dividende 2010 pour 1 069 millions d'euros, l'acompte au titre du dividende 2011 pour 1 053 millions d'euros, et les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (261 millions d'euros), principalement Centrica au Royaume-Uni (140 millions d'euros).

L'effet périmètre reflète principalement l'impact de la déconsolidation de la dette financière d'EnBW, qui contribue à la réduction de l'endettement financier net pour 2 591 millions d'euros.

L'effet change (appréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro[1]) a un impact défavorable de -516 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

(1) Appréciation de 3,3 % du dollar américain face à l'euro : 31 décembre 2010 0,7484 €/$; 31 décembre 2011 0,7729 €/$.
Appréciation de 3,0 % de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2010 1,1618 €/£ ; 31 décembre 2011 1,1972 €/£.

9.5 Gestion et contrôle des risques marchés

9.5.1 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, change, taux d'intérêt, actions et contrepartie) définis dans le Cadre de Gestion Financière et la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe, mis en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement (c'est-à-dire hors Edison, Dalkia et CENG) ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion (c'est-à-dire hors RTE, 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 produit 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.

9.5.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

Position de liquidité

Au 31 décembre 2011, les liquidités du Groupe s'élèvent à 14 767 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 179 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 l'année 2012, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2011 s'élèveront à 9 071 millions d'euros, dont 2 673 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2011, 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 2011 à l'émission d'emprunts obligataires dont les caractéristiques sont présentées dans la note 39.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 («Variations des emprunts et dettes financières»). Les emprunts obligataires ont été émis au travers de programme EMTN pour un montant de 300 millions d'euros et 1 250 millions de livres sterling, complété par un emprunt *schuldschein* de 188 millions d'euros. Par ailleurs RTE a procédé à une émission obligataire de 500 millions d'euros le 3 février 2011, suivie de 250 millions d'euros supplémentaires le 28 octobre 2011.

La maturité moyenne de la dette du Groupe a ainsi été portée au 31 décembre 2011 à 9,2 ans contre 8,9 ans au 31 décembre 2010 (1), celle d'EDF à 10,4 ans contre 10,2 ans au 31 décembre 2010.

Au 31 décembre 2011, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31/12/2011) :

		Instruments de couverture (1)		
(en millions d'euros)	Dettes	Swaps de taux	Swaps de change	Garanties données sur emprunts
2012	9 071	(44)	70	13
Entre 2013 et 2016	22 297	(171)	149	26
2017 et au-delà	43 465	(316)	48	119
TOTAL	**74 833**	**(531)**	**267**	**158**
Dont remboursement de dette	48 947			
Dont charges d'intérêt	25 885			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

(1) Changement de méthodologie au 30 juin 2011 : calcul de la maturité moyenne sur la base de flux trimestriels contre des flux annuels en 2010.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le cash pooling du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe *via* la mise à disposition de lignes de crédit stand-by aux filiales qui peuvent ainsi se financer en revolving auprès du Groupe. 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 à moyen long terme. Ces financements sont mis en place de manière autonome par EDF IG qui définit les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard de dollars américains pour les Euro CP.
Au 31 décembre 2011, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe étaient de 1 489 millions d'euros et de 2 434 millions de dollars américains de US CP. Il n'y avait aucune émission d'Euro CP.
RTE dispose d'un programme court terme d'émission BT dont le plafond est de 1,5 milliard d'euros, et dont l'encours au 31 décembre 2011 était de 300 millions d'euros. À signaler que EDF Energy ne recourt plus à son programme d'émissions CT depuis la centralisation du financement par EDF.
EDF a accès aux principaux marchés de capitaux du monde, à savoir les marchés Euros *via* son programme EMTN (plafond actuel à 20 milliards d'euros), notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand-alone*, pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses. Par ailleurs RTE et Edison disposent de leurs propres programmes EMTN dont les plafonds sont respectivement de 7,5 milliards d'euros et 3 milliards d'euros. EDF Energy ne dispose plus de programmes EMTN ;
- EDF bénéficie également d'une ligne de 500 millions d'euros de la part de la Banque Européenne d'Investissement, tirée à hauteur de 350 millions d'euros en 2011 s'ajoutant aux 100 millions d'euros déjà tirés en 2010, soit un total de 450 millions d'euros de consommé à fin 2011.

Le tableau ci-dessous présente, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure à 750 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2011 :

Entité	Date d'émission (3)	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR (1)	5,6%
EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5%
EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5%
EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR (1)	5,1%
EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5%
EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,0%
EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5%
EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,6%
EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4%
EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3%
EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR (2)	4,6%
EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,0%
EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR (2)	4,6%
EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,6%
EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1%
EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0%
EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,5%
EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,5%
EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP (2)	5,1%

(1) Ces deux emprunts obligataires ont été partiellement remboursés suite à deux émissions de 750 millions d'euros en 2010.

(2) Ces emprunts obligataires ont été partiellement remboursés en 2011.

(3) Date de réception des fonds.

Les entités du Groupe disposant de crédits syndiqués au 31 décembre 2011 sont EDF, Edison et RTE :

- EDF dispose de deux crédits syndiqués : le premier d'un montant de 3 milliards d'euros venant à échéance en mars 2012 ; le deuxième, de 4 milliards d'euros, échéance novembre 2015, a été prolongé courant 2011 d'une année supplémentaire (échéance novembre 2016) mais en réduisant le montant disponible la dernière année à 3,879 milliards d'euros. Au 31 décembre 2011 ces crédits syndiqués n'ont fait l'objet d'aucun tirage ;
- Edison dispose de deux crédits syndiqués : le premier, d'un montant de 1,5 milliard d'euros, échéance 2013 a fait l'objet d'un tirage de 200 millions d'euros en novembre 2011, qui s'ajoutent aux 850 millions d'euros d'encours du premier semestre 2011. Le second d'un plafond de 700 millions d'euros, mis en place en juin 2011 sur la base d'un *club deal basis*, a fait l'objet d'un tirage de 600 millions d'euros au second semestre 2011 s'ajoutant aux 100 millions d'euros d'encours vus à fin juin 2011 ;
- RTE dispose d'un premier crédit syndiqué d'un montant de 1 milliard d'euros, échéance mai 2013, comportant une ligne *swingline* de 300 millions d'euros. Un deuxième crédit syndiqué d'un montant de 500 millions d'euros, mis en place en juin 2010, a été renouvelé en 2011 pour un an et expirera le 22 juin 2012. Au 31 décembre 2011, ces crédits syndiqués n'ont fait l'objet d'aucun tirage.

9.5.1.2 Notation financière

Les notes à long et court terme attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2011 :

Sociétés	Agences	Notation long terme	Notation court terme
EDF	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	AA- (1) sous surveillance négative Aa3 assortie d'une perspective stable A+ assortie d'une perspective stable	A-1 + P-1 F1
RTE	Standard & Poor's	AA- (2) sous surveillance négative	A-1 +
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective stable	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	A assortie d'une perspective négative A3 assortie d'une perspective stable n.a.	A-1 P-2 n.a.
Edison SpA	Standard & Poor's Moody's Fitch Ratings	BBB- (3) sous surveillance négative Baa3 (5) sous surveillance négative BB- (4) sous surveillance négative	A-3 n.a. B

n.a. = non applicable.

(1) S&P a réévalué la note LT de EDF le 7 juillet 2011, passant de A+ à AA- avec une perspective stable, jugeant le soutien de l'État plus probable en cas de difficultés; le 15 décembre 2011 S&P plaçait sous surveillance négative EDF en lien avec la mise sous surveillance de l'État français.

(2) S&P a réévalué la note LT de RTE le 27 octobre 2011, passant de A+ à AA- avec une perspective stable, jugeant le soutien de l'État plus fort en cas de difficultés ; le 8 décembre 2011 S&P plaçait sous surveillance négative RTE en lien avec la mise sous surveillance de l'État français.

(3) S&P a dégradé la note LT de Edison le 5 décembre 2011, passant de BBB à BBB- en raison des perspectives négatives sur les activités gazières, et du report du pacte d'actionnaires à fin décembre 2011. Cette dégradation est assortie d'une mise sous surveillance négative.

(4) Fitch a dégradé le rating long terme et court terme de Edison SpA le 23 décembre 2011 en raison du report du pacte d'actionnaires.

(5) Moody's a annoncé le 7 décembre 2011 la mise sous surveillance d'Edison SpA provoquée par les difficultés des actionnaires à obtenir un accord sur la stratégie et la gouvernance d'Edison.

EDF et RTE ont été dégradés le 17 janvier 2012 à A+/A-1 (perspective stable) par l'agence Standard & Poor's, cette décision faisant suite à la dégradation de la notation de l'État français.

9.5.1.3 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. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant entre 70 % et 90 % selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- Couverture des flux opérationnels en 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 américains 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, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) mettent en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2011 par devise et après couverture, se décompose de la façon suivante : 53 % en euros, 29 % en livres sterling, 13 % en dollars américains et le solde, s'élevant à 6%, 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 2011, par devise avant et après couverture

31 décembre 2011 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture [1]	Structure de la dette après couverture	% de la dette
EUR	29 479	(3 129)	26 350	53 %
USD	8 890	(2 401)	6 489	13 %
GBP	6 822	7 559	14 381	29 %
Autres devises	4 843	(2 029)	2 814	6 %
TOTAL DES EMPRUNTS	**50 034**	**-**	**50 034**	**100 %**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation défavorable des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2011. La sensibilité au risque de change reste globalement stable par rapport à 2010.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2011 *(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
EUR	26 350	-	26 350
USD	6 489	649	7 138
GBP	14 381	1 438	15 819
Autres devises	2 814	281	3 095
TOTAL DES EMPRUNTS	**50 034**	**2 368**	**52 402**

Du fait de la politique de couverture du risque de change sur les dettes mise en place au sein du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux investissements nets (hors exploitation) en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2011.

Position des actifs nets

31 décembre 2011 *(en millions de devises)*	Actif	Emprunts obligataires	Dérivés	US CP	Position nette après gestion (Actif)
USD	5 248	4 000	198	502	548
CHF (Suisse)	2 201	1 706	-	-	495
HUF (Hongrie)	112 195	-	78 536	-	33 659
PLN (Pologne)	2 556	-	1 789	-	767
GBP (Royaume-Uni)	14 262	5 285	6 124	-	2 853
BRL (Brésil)	692	-	-	-	692
CNY (Chine)	5 790	-	-	-	5 790

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises au 30 septembre 2011, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat au 31 décembre 2011. Les couvertures indiquées ci-dessus sont les emprunts obligataires, dérivés et émissions de commercial papers en devises en vie au 31 décembre 2011.

Le tableau ci-après 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 2011. 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.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

(en millions)	Au 31/12/2011 Position nette après gestion en devise	Position nette après gestion convertie en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Au 31/12/2010 Position nette après gestion en devise	Position nette après gestion convertie en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	548	424	42	1 227	918	92
CHF (Suisse)	495	407	40	172	138	14
HUF (Hongrie)	33 659	107	12	25 449	92	9
PLN (Pologne)	767	172	17	566	142	14
GBP (Grande-Bretagne)	2 853	3 416	341	2 068	2 403	240
BRL (Brésil)	692	286	29	686	288	29
CNY (Chine)	5 790	710	71	5 187	588	59

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 9.5.1.6 (« 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 2011.

9.5.1.4 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 CENG) fixe, dans le cadre de sa politique générale, 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, une partie de la dette est variabilisée et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi qui prend en compte des critères de gestion actif/passif et des anticipations d'évolution de taux d'intérêt. Dans le cadre de cette répartition, le Groupe peut être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2011, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 80 % à taux fixe et 20 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1% entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 100 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2011 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 4,3 % en 2011.

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 2011. L'impact de variation des taux d'intérêt reste stable par rapport à 2010.

Structure de la dette du Groupe et sensibilité au risque de taux

31 décembre 2011 *(en millions d'euros)*	Structure initiale de la dette	Incidence 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	42 614	(2 630)	39 984	-
À taux variable	7 420	2 630	10 050	100
TOTAL DES EMPRUNTS	**50 034**	**-**	**50 034**	**100**

L'évolution des taux sur la dette à taux fixe n'a pas d'impact comptable.

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

Sensibilité au risque de taux des titres à taux variable

31 décembre 2011 *(en millions d'euros)*	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	3 677	37	3 640

9.5.1.5 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 9.5.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ».

Couverture des engagements sociaux d'EDF, d'EDF Energy et British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution négative des actions pourrait contraindre EDF à amortir les pertes actuarielles au-delà du corridor en résultat. Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 26 % en actions fin 2011, soit un montant actions de 1,9 milliard d'euros.

Au 31 décembre 2011, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 36 % en actions, ce qui représente un montant actions de 242 millions de livres sterling.
Au 31 décembre 2011, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 33 % en actions, soit un montant actions de 1 160 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir le démantèlement de ses centrales nucléaires et ses engagements sociaux.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

EDF a poursuivi l'allègement des placements corrélés actions de sa gestion de trésorerie long terme. Au 31 décembre 2011, ces placements représentent un montant résiduel de 2 millions d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2011, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 174 millions d'euros. La volatilité est estimée à 37,7 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

Au 31 décembre 2011, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 164 millions d'euros. La volatilité est estimée à 27,6 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

9.5.1.6 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 ainsi que le stockage et la gestion à long terme des déchets radioactifs.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés – dont les principes ont été redéfinis 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 et la gestion d'actifs.

Les **actifs dédiés** ont bénéficié au titre de l'exercice 2011 de 315 millions d'euros de dotations de trésorerie contre 3 667 millions d'euros en 2010, dont 2 324 millions d'euros au titre de 50 % de la participation du Groupe dans RTE (voir note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011).
Compte tenu de l'environnement économique et financier avec le développement de la crise de la zone euro, les dotations ont été suspendues lors du dernier trimestre afin de permettre une évolution des principes d'investissement des actifs.

Les **décaissements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2011 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 378 millions d'euros, contre 362 millions d'euros en 2010.

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 en ce qui concerne les actifs dédiés hors RTE (portefeuille financier). L'allocation stratégique est revue régulièrement en principe tous les trois ans sauf circonstances particulières. Elle est actuellement la suivante: 50 % des titres RTE, complétés par un portefeuille financier composé à 50 % en actions internationales et 50 % en obligations.

Le portefeuille financier 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 notamment 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.),
  - par support d'investissement à des fins de respect de 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 2011, la valeur globale du portefeuille s'élève à 15 659 millions d'euros, contre 15 815 millions d'euros à fin décembre 2010.

Composition selon la classification de l'article 4 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007

Catégories *(en millions d'euros)*	31/12/2011 Valeur comptable[1]	31/12/2011 Valeur boursière ou de réalisation	31/12/2010 Valeur comptable	31/12/2010 Valeur boursière
1° Obligations, créances et autres valeurs émises ou garanties par l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE	4 168	4 448	3 040	3 342
2° Obligations, BMTN… émis par le secteur privé	1 099	1 155	682	737
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	65	65	117	125
4° Parts ou actions d'OPCVM investissant dans les actifs mentionnés du 1° au 3°	6 541	6 865	7 827	8 272
5° Parts ou actions d'OPCVM investissant notamment dans des actifs autres que ceux mentionnés du 1° au 3°	658	777	749	1023
6° Droits réels immobiliers – parts ou actions de sociétés immobilières non cotées	-	-	-	-
7° Dépôt chez BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES	0,055	0,055	0,042	0,042
Débiteurs et créditeurs divers (dividendes en cours d'encaissement, frais de gestion, couverture de change, etc.)	(19)	(19)	(9)	(9)
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	**12 514**	**13 291**	**12 406**	**13 491**
Titres RTE affectés	2 015	2 368	2 015	2 324
TOTAL DES ACTIFS DEDIÉS	**14 421**	**15 659**	**14 421**	**15 815**

(1) Sources : BNP Paribas Securities Services pour le portefeuille hors RTE, valeur nette comptable dans les comptes sociaux d'EDF de 50 % des actions RTE.

Composition analytique par sous-portefeuille et performance en 2011

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2011 et 31 décembre 2010 est la suivante :

	31/12/2011 Avec RTE	31/12/2011 Hors RTE[1]	31/12/2010
Placements en actions	36,9 %	43,5 %	50,5 %
Placements obligataires	48,0 %	56,5 %	49,5 %
Titres RTE affectés	15,1 %	-	-
TOTAL	**100 %**	**100 %**	**100 %**

(1) Quote-part relative des sous-portefeuilles actions et obligations hors titres RTE.

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

Le tableau ci-dessous présente la performance par sous-portefeuille au 31 décembre 2011 et 31 décembre 2010 :

(en millions d'euros)	31/12/2011 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2011		31/12/2010 Valeur boursière	Performance de l'exercice 2010	
		Portefeuille	Indice de référence [1]		Portefeuille	Indice de référence
S/portefeuille Actions	5 783	-6,98 %	-3,98 %	6 807	+16,15 %	+14,03 %
S/portefeuille Taux	6 615	+3,90 %	+3,41 %	6 683	+2,50 %	+0,99 %
S/portefeuille Trésorerie	893	+1,11 %	+0,89 %	1	+0,49 %	+0,44 %
Total portefeuille financier	**13 291**	**-1,62 %**	**-0,06 %**	**13 491**	**+8,79 %**	**+7,60 %**
Titres RTE affectés	2 368			2 324		
TOTAL DES ACTIFS DEDIÉS	**15 659**	**-0,52 %**		**15 815**		

(1) Indice de référence : MSCI World DN couvert en euro pour 50 % pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, 50 % MSCI World DN couvert en euro pour 50 % + 50 % Citigroup EGBI pour le portefeuille global.

La crise des dettes souveraines qui frappe l'Europe depuis 2010 et s'est amplifiée en 2011, ainsi que la hausse du pétrole liée aux bouleversements en Afrique du Nord et les incertitudes liées aux politiques budgétaires et monétaires des États-Unis ont conduit EDF à adopter en 2011 une politique d'investissement prudente, particulièrement en deuxième moitié de l'année, avec : une exposition réduite dans les pays fragilisés par le niveau de leur dette souveraine (investissement négligeable en Grèce, Portugal, Irlande, Espagne et limité en Italie) ; un allègement des positions sur les marchés actions (43,5 % du portefeuille financier à fin 2011, comparé à 50,5 % à fin 2010) ; un poids renforcé des actifs en Trésorerie (6,7 % du portefeuille financier en fin d'année).
Alors que la performance du portefeuille financier était alignée avec celle de son benchmark début novembre 2011, cette prudence de gestion a conduit en fin d'année à une sous-performance, dans un contexte de marché actions haussier. Par ailleurs, les titres RTE affectés ont pleinement joué leur rôle d'amortisseur sur la performance globale du portefeuille en 2011.

Dans ce contexte, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de -15,2 millions d'euros, dont -147,9 millions d'euros sur le portefeuille financier (-231,5 millions d'euros avant impôt) et +132,8 millions d'euros pour les titres RTE affectés.

La composition du portefeuille financier réparti entre les fonds réservés et les autres instruments financiers est également mentionnée à la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

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 2011 des actifs dédiés d'EDF s'élève à 5 783 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 2011 à 19,06 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 15,5 % à fin 2010. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 102 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2011, la sensibilité du sous-portefeuille « taux » (6 615 millions d'euros) s'établissait à 4,81, 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 318 millions, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité du sous-portefeuille « taux », en hausse par rapport à celle observée fin 2010 (4,65), reste nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,22).

9.5.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique 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 semestrielle globale sur l'ensemble des activités. La politique prévoit également un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties).

Ces procédures de suivi ont montré leur robustesse depuis le début de la crise financière au cours de laquelle le Groupe est passé à un rythme plus rapproché (trimestriel) de consolidation globale de son risque de contrepartie.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin septembre 2011. Les principales contreparties pour les activités du Groupe sont à 85 % de classe *investment grade*. Cette valeur est en léger retrait par rapport à celle issue de la consolidation à fin septembre 2010.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 30/09/2011	9 %	20 %	45 %	11 %	2 %	0 %	0 %	13 %	100 %
au 30/09/2010	10 %	23 %	50 %	5 %	1 %	0 %	0 %	11 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 30/09/2011	4 %	34 %	7 %	40 %	15 %	100 %
au 30/09/2010	5 %	45 %	8 %	34 %	8 %	100 %

Les expositions des activités de trading d'énergie sont concentrées à EDF Trading. La gestion du risque de contrepartie pour cette filiale prévoit la mise en place de limites explicites par contrepartie, en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de netting des positions, des accords de cash-collatéral et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne tout particulièrement les contreparties qui traitent avec la salle des marchés financiers d'EDF, un cadre de travail élaboré par le contrôle des risques financiers spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées (limites qui doivent correspondre à des besoins). La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Le risque de crédit relatif aux créances clients et comptes rattachés est présenté dans la section 26 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 (« Clients et comptes rattachés »).

On notera que dans le contexte de la crise financière en zone euro, la poursuite d'une politique prudente de gestion des placements de trésorerie d'EDF a été maintenue vis-à-vis des pays périphériques. Les expositions sont restées nulles vis-à-vis de l'Irlande, le Portugal et la Grèce. Il n'existe plus d'expositions au risque souverain Italie et Espagne à fin 2011. Il reste cependant des expositions bancaires italiennes et espagnoles mais pour des montants relativement limités et des maturités faibles (n'excédant pas avril 2013) et vis-à-vis de banques considérées comme systémiques par le conseil de stabilité financière donc présentant un risque de défaut faible.

9.5.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

9.5.2.1 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, entité dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel au 31 décembre 2011, la politique de risques relative aux marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre de ses instances de gouvernance. CENG, dont EDF n'assure pas non plus le contrôle opérationnel au 31 décembre 2011, applique partiellement la politique de risques relative aux marchés énergies du groupe EDF.

9.5.2.2 Organisation du contrôle

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :
- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comex de 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 trois 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. Ce dernier repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée mensuellement au Comex. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

9.5.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel et pour CENG, 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. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 42 des comptes consolidés. 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 la VaR par une méthode dite de Monte Carlo qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de 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 les pertes par rapport au maximum de la marge trading atteint sur trois mois roulants. En cas de dépassement de cette limite, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2011, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré, d'une part, avec une limite de VaR de 45 millions d'euros [1] sur un jour et avec un intervalle de confiance de 97,5 % et, d'autre part, avec une limite *stop-loss* de 225 millions d'euros [2]. En 2011, la VaR a oscillé entre 4,3 et 18,7 millions d'euros.

Le tableau ci dessous présente les valeurs sur les exercices 2011 et 2010 :

(en millions d'euros)	2e semestre 2011	1er semestre 2011	2e semestre 2010	1er semestre 2010
Limite VaR (97,5 % un jour)	45	45	45	45
Limite *stop-loss*	225	225	225	-
VaR minimum	4,3	4,7	3,8	6,9
VaR moyenne	6,9	10,4	7,3	14,8
VaR maximum	10,4	18,7	11,3	23,0

Dans un contexte de volatilité faible sur les marchés, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées en 2011 et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Concernant Edison, le modèle de gouvernance [3] 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 [4] sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) à l'exclusion de ceux relatifs à l'activité de trading pour compte propre (portefeuille de trading).

Le niveau de capital économique engagé sur les marchés, exprimé en *Profit at Risk* (PaR) [5] est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette.

Par ailleurs, pour répondre aux obligations liées à IFRS 7, 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 %. Pour l'activité de trading, qui s'appuie sur un portefeuille distinct du portefeuille industriel, Edison définit une limite de VaR à 95 % sur un jour. À l'instar de son portefeuille industriel, Edison alloue un capital

(1) La limite de VaR prend en compte la diversification des risques entre les activités d'EDF Trading et celles d'EDF Trading North America. Cette limite ne considère aucune diversification liée à la Joint Venture Chubu dont la limite de VaR de 2 millions d'euros est additionnée à la limite VaR d'EDF Trading de 43 millions d'euros.

(2) Cinq fois la VaR, soit 225 millions d'euros à partir du 15 décembre 2010.

(3) Ce modèle pourrait évoluer en 2012 suite à la montée d'EDF au capital d'Edison.

(4) 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.

(5) Le Profit at Risk (PaR) est une mesure statistique de la variation négative potentielle de la marge budgétée pour un horizon donné, liée à un mouvement défavorable des prix de marchés et selon un certain intervalle de confiance.

économique [1] pour le portefeuille de trading. Cette allocation tient compte des risques liés aux VaR du portefeuille et des risques estimés à travers des stress-tests relatifs à d'éventuelles positions structurées et non liquides [2].

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir notes 42.4.3 et 42.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 43.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

9.5.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances qu'il met en œuvre à EDF, dans ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration, y compris ses filiales ERDF et RTE. Ils comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- les dommages aux biens conventionnels Groupe : EDF est membre d'OIL [3]. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd [4], des assureurs et des réassureurs ; RTE souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens (poste de transformation, immeubles et locaux techniques) ;
- les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF : en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires de British Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts depuis le 1er mars 2010, par un programme d'assurance Groupe faisant appel notamment, au pool atomique français (Assuratome), au pool atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI).

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux USA, EDF Inc. est devenu membre de NEIL [5]. À compter de la mise en application des dispositions de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, EDF sera tenu d'ajuster ses couvertures d'assurance de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation de 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.) en cherchant à les mutualiser entre EDF et EDF Energy. En conséquence, EDF et EDF Energy font partie des membres fondateurs de Blue Re, mutuelle européenne de réassurances, spécialisée dans la couverture de ces risques, créée le 17 juin 2011.

Les dispositions de la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 ne seront applicables 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, lorsqu'au moins deux tiers des États les auront ratifiés.

- la responsabilité civile générale : ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- la responsabilité civile des mandataires sociaux : le programme d'assurances souscrit par EDF bénéficie aux mandataires sociaux du Groupe.

En ce qui concerne la 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 de Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion, etc.

ERDF a conclu avec NATIXIS/Swiss Re, le 11 août 2011, un contrat allant jusqu'au 30 juin 2016 (soit cinq saisons de tempêtes) dont l'objet est de couvrir le réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences d'événements exceptionnels de type tempête. Avec une capacité de 150 millions d'euros, ce contrat de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice paramétrique fonction de la vitesse du vent. Le 27 décembre 2011, une couverture complémentaire d'une capacité de 40 millions d'euros a été souscrite pour une période de quatre ans, afin de réduire le montant de la franchise.

Les modalités de mise en place de la couverture dommages des réseaux aériens de distribution des Systèmes Énergétiques Insulaires restent à l'étude.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 100,45 millions d'euros en 2011, dont 60,24 millions d'euros pris en charge par EDF (hors investissements) et 9,4 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

(1) Le capital économique désigne le capital alloué pour faire face aux risques marchés.
(2) Les données seront disponibles lors de la publication par Edison de ses résultats annuels.
(3) Oil Insurance Limited Mutual Insurance Company.
(4) Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF.
(5) Nuclear Electric Insurance Limited.

10.

Trésorerie et capitaux

Concernant les informations relatives aux capitaux et flux de trésorerie, voir section 9.4 (« Flux de Trésorerie et endettement financier net ») du présent document de référence.

En ce qui concerne les informations relatives à la structure de financement de l'émetteur, voir section 9.5.1.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité ») du présent document de référence.

11.

Recherche et développement, brevets et licences

11.1 Organisation de la R&D et chiffres clés 220

11.2 Les priorités de la R&D 221

11.2.1 Consolider et développer un bouquet énergétique décarboné 221

11.2.2 Favoriser une demande énergétique flexible et bas carbone 222

11.2.3 Adapter le système électrique à ces nouveaux enjeux 222

11.3 L'international et les partenariats 223

11.4 Politique de propriété intellectuelle 223

11. Recherche et développement, brevets et licences

Organisation de la R&D et chiffres clés

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, d'identifier et préparer les relais de croissance à moyen et long termes et d'anticiper les défis et enjeux majeurs auxquels le Groupe est confronté dans le contexte mondial de l'énergie. Les ressources fossiles s'épuisent, les réchauffements climatiques impliquent des questionnements et régulations sur le taux d'émission des gaz à effet de serre, les usages de l'eau, la gestion de l'environnement, etc. Le développement rapide de pays émergents déplace les zones de consommation. Le développement important des technologies de l'information dans le milieu de l'énergie donne de nouvelles opportunités au métier d'électricien. Les clients, consommateurs, deviennent aussi producteurs, ils souhaitent mieux consommer, vivre dans des bâtiments, des quartiers ou des villes plus autonomes en énergie. Dans ce contexte, le rôle à jouer par la R&D est crucial pour trouver des solutions à l'ensemble de ces défis.

Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes priorités :

- consolider un mix énergétique « décarboné » grâce à des actions qui visent à améliorer encore la sûreté et la performance du parc nucléaire actuel, sa durée de fonctionnement et le développement de nouveaux réacteurs, en intégrant le retour d'expérience de l'accident de Fukushima, à accroître la sûreté d'exploitation et la performance des ouvrages hydrauliques exploités par EDF et à mettre au point des outils et des méthodes visant à accompagner le développement des énergies renouvelables ;
- développer une demande énergétique flexible bas carbone grâce à l'amélioration de la connaissance de la demande, la promotion des nouveaux usages pour l'électricité (pompes à chaleur, mobilité électrique…), le développement de modèles techniques et économiques pour le bâtiment, l'industrie et la ville durable en promouvant l'efficacité énergétique ;
- adapter le système électrique par l'amélioration de la gestion des actifs de réseau, les modèles d'optimisation et les *scenarii* économiques pour les projets de nouvelles infrastructures de transport, l'insertion des énergies intermittentes et le développement des *smart grids*.

Afin de tenir l'engagement des « 3 × 20[(1)] » à horizon 2020, l'Union européenne a défini un *Strategic Energy Technology Plan* qui donne une feuille de route des développements et déploiements de technologies clés concernant notamment les énergies solaires, la capture et stockage du carbone, l'efficacité énergétique et les villes durables. Elle s'appuie pour y parvenir sur des partenariats public-privé auxquels EDF participe activement, permettant de partager les risques.

11.1 Organisation de la R&D et chiffres clés

La R&D d'EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre métiers et entre sociétés du Groupe.

En 2011, le montant global du budget de recherche et développement d'EDF s'est élevé à 518 millions d'euros. C'est l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens. Environ 70 % du budget sont alloués à des programmes construits annuellement avec les directions opérationnelles et des filiales d'EDF. Les 30 % restants sont dédiés à des actions d'anticipation de moyen et long termes qui s'inscrivent dans les grands axes prioritaires de la R&D du Groupe.

Environ 20 % de ce budget ont été consacrés en 2011 à la protection de l'environnement. Ces dépenses portent notamment sur la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la ville durable, sur les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

La R&D d'EDF compte plus de 2 000 collaborateurs, dont 80 % de cadres, plus de 370 docteurs et près de 200 doctorants. 200 chercheurs enseignent dans les universités et les grandes écoles. Elle embauche chaque année une centaine de personnes. La Direction R&D est composée de 15 départements. Ses compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes. L'évolution des compétences et de leur effectif est gérée sur une période glissante de trois ans.

Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé en novembre 2010 le projet d'implanter le centre principal de R&D d'EDF sur le campus de Paris-Saclay. Ce centre est destiné à accueillir jusqu'à 1 500 personnes, incluant des chercheurs du Groupe et des étudiants en thèse. EDF donne ainsi une nouvelle ambition à sa R&D et met l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur de ses priorités. Ce choix positionne EDF comme un acteur de premier plan du campus de Paris-Saclay et lui permettra de bénéficier d'une dynamique de coopération renforcée avec les établissements d'enseignement supérieur et les centres de recherche publics et privés installés à proximité.

La R&D est à ce jour organisée autour de sept sites : trois sont situés en région parisienne, un en Allemagne, un au Royaume-Uni, un en Pologne et un en Chine.

Les centres de Chatou et des Renardières, près de Fontainebleau, comptent chacun 500 personnes environ. Le centre de Clamart est plus grand, avec près de 1 000 personnes. Ces sites abritent deux unités mixtes de recherche avec le CNRS : le Laboratoire de mécanique des structures industrielles durables et l'Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque, et deux centres internationaux de R&D : le *Materials Ageing Institute* et l'*European Center Laboratories for Energy Efficiency Research*.

En Allemagne, l'*European Institute for Energy Research* (« EIfER »), institut commun crée en 2002 entre EDF et l'université de Karlsruhe, rassemble plus d'une centaine de personnes. Depuis 2010, trois nouvelles unités de R&D ont été créées : une équipe commune avec EDF Polska installée à Cracovie en Pologne, un centre commun avec EDF Energy à Londres et un centre à Pékin en lien avec la Direction Asie-Pacifique d'EDF. Ce centre a été inauguré en juin 2011. Son objectif est d'être au contact des grands acteurs de l'énergie en Chine au moment où celle-ci développe et modernise ses infrastructures tant dans le champ de la production que dans celui des réseaux.

Aux États-Unis, l'énergie est un domaine important de la R&D, notamment sur les thèmes de l'environnement, de l'indépendance et de la sécurité d'approvisionnement. Son développement est soutenu par la législation américaine. En ce qui concerne l'électricité, l'*Electric Power Research Institute* (« EPRI ») est l'un des partenaires clés de R&D. Il fournit technologies et analyses économiques et stratégiques à ses membres, qui

(1) 20 % de réduction des gaz à effet de serre, 20 % d'augmentation de l'efficacité énergétique et 20 % d'énergies renouvelables d'ici 2020.

représentent plus de 90 % de l'électricité produite aux États-Unis et rassemblent environ 40 pays. Depuis plusieurs années, une équipe de chercheurs de la R&D est détachée aux États-Unis et travaille en étroite collaboration avec l'EPRI et EDF Inc. Le partenariat avec l'EPRI couvre de multiples domaines, tels que l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique, le captage et le stockage de CO_2. L'équipe développe également des partenariats avec des partenaires académiques ou industriels sélectionnés pour leur expertise.

Pour la réalisation de ses travaux, EDF continue d'investir dans des moyens de simulation numérique puissants et reconnus. Elle développe des codes de calculs et moyens de calculs de pointe au premier rang des industriels.

Le Groupe possède par ailleurs des moyens expérimentaux uniques comme des boucles analytiques spécifiques (chimie-corrosion, rupture, aéroacoustique…), des boucles centrées sur des composants ou des *process*, des moyens d'interventions d'essais sur site ou des moyens dédiés à la caractérisation des matériaux et de leur vieillissement.

11.2 Les priorités de la R&D

La R&D renforce sa capacité à valoriser l'innovation interne et développer une ouverture sur l'innovation externe. Elle a pour objectif de parvenir à intégrer des innovations dans les processus industriels du Groupe. La démarche s'articule autour de deux actions : mieux valoriser l'innovation interne et accélérer le *time to business* par des actions en collaboration avec les métiers visant à réduire des freins à l'industrialisation (une équipe dédiée sélectionne des projets, organise et anime leur industrialisation, protège et valorise la propriété intellectuelle et le potentiel d'expertise), d'une part, et à développer une ouverture sur l'innovation externe, analyser, sélectionner et, le cas échéant, mettre en démonstration des innovations externes et construire des réseaux de relais dans les métiers, d'autre part. La prise de participations dans des fonds d'investissement dédiés à l'innovation entre également dans cette stratégie.

La R&D d'EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle propose, pour le compte des métiers, des solutions technologiques ou des modèles d'affaires innovants et économiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers, et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme par des actions d'anticipation de moyen et long termes. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel mondial des systèmes électriques décarbonés.

L'ambition de la R&D d'EDF dans le contexte en profonde évolution de l'énergie se décline selon trois axes majeurs :
- consolider et développer un bouquet énergétique décarboné ;
- favoriser une demande énergétique flexible et bas carbone ;
- adapter le système électrique à ces nouveaux enjeux.

11.2.1 Consolider et développer un bouquet énergétique décarboné

Dans le domaine de la production nucléaire, hydraulique et thermique à flamme, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour améliorer la sûreté des moyens de production, optimiser leur durée de fonctionnement et accroître leurs performances de production et environnementales. Trois objectifs majeurs sont prioritaires : pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, développer les énergies renouvelables et examiner la faisabilité industrielle de la capture et du stockage du carbone.

Pour conforter et pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, la R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en améliorant la sûreté des installations, en développant ses performances et sa durée de vie, en traitant les difficultés liées au cycle du combustible et en évaluant la conception de nouvelles centrales, en particulier celles de génération 4. Cela nécessite également de travailler à la minimisation des impacts des installations sur l'environnement et symétriquement à la prise en compte des risques environnementaux sur les outils industriels. Les questions posées sur les thèmes évoqués ci-dessus nécessitent une bonne compréhension des phénomènes mis en jeu. Pour supporter ces programmes, la R&D développe donc des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux, ainsi que les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication. Les événements de Fukushima en 2011 conduisent à privilégier la recherche autour de la sûreté, de l'environnement (agressions externes) et de la durée de vie, mais aussi à s'intéresser à de nouveaux sujets comme la réhabilitation d'une zone habitée évacuée après un accident nucléaire.

La deuxième priorité est celle de l'appui au développement des énergies renouvelables. Celles-ci jouent un rôle grandissant dans le paysage énergétique européen et EDF, acteur déjà important, souhaite accroître encore ses positions dans ce domaine.

Dans les énergies renouvelables, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses. Ainsi pour appuyer le développement opérationnel du Groupe, la R&D acquiert les compétences technologiques permettant de saisir des opportunités en partenariat avec le monde académique et industriel (hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie…). La R&D travaille également au développement de la performance pour EDF, développeur-exploitant de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables insérées dans des systèmes électriques, dans le but (i) de réduire les risques des investissements (par exemple, amélioration de la prévision du productible éolien), (ii) d'améliorer la performance opérationnelle (optimisation de la maintenance), (iii) de maîtriser l'impact technico-économique sur le système électrique et (iv) d'assurer l'équilibre du système électrique tout en intégrant les énergies renouvelables.

Enfin, la R&D prépare les mutations du système électrique et de ses composants et provoque des ruptures technologiques pour diminuer les coûts pour le système. Les travaux portent sur la définition des modalités d'insertion des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique. Ceci suppose l'analyse de différentes solutions, notamment de stockage, permettant l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'évaluation des contraintes et des coûts de leur intégration dans les grands systèmes : stockage, *super grids*, *smart grids*, pilotage de la demande, etc.

La troisième priorité est celle du captage et du stockage du carbone. Pour limiter l'impact sur l'environnement des centrales thermiques, le captage du CO_2 par traitement des fumées est adapté à la rénovation des centrales existantes. Avec le soutien de l'ADEME et de ses partenaires, EDF construit un démonstrateur de recherche de captage de CO_2 sur la centrale de production d'électricité au charbon EDF du Havre. La technologie, qui sera testée sur le CO_2 présent dans les fumées issues de la combustion du charbon, est celle du « captage post-combustion aux

amines ». Ce démonstrateur de recherche aura pour objectif de réduire la consommation d'énergie de l'installation, et permettra de vérifier les performances de cette technologie en milieu industriel et d'analyser sa flexibilité en exploitation. Il constitue une étape indispensable pour le développement de solutions industrielles performantes pour le captage et le stockage du CO_2. Dans les conditions de marché actuelles cependant, il apparaît que les premières générations de méthodes de captage et stockage du CO_2 ne semblent pas apporter les ruptures suffisantes pour réduire notablement les coûts et rendre la technologie économiquement acceptable. Il est donc nécessaire de préparer l'émergence d'une seconde génération de technologies de captage et stockage du CO_2, à faible pénalité énergétique, ce que la R&D d'EDF va instruire (voir section 6.2.1.1.5.2 (« Les enjeux de la production THF »)).

11.2.2 Favoriser une demande énergétique flexible et bas carbone

Le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables réparties, les évolutions réglementaires et technologiques ainsi que l'ouverture de la concurrence donnent aux clients la possibilité d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie. Pour répondre à ces attentes, EDF :

- propose des solutions énergétiques efficaces dans le nouveau cadre réglementaire ;
- modernise sa relation client grâce aux nouvelles technologies de l'information ;
- développe de nouvelles approches tarifaires incitant à une gestion dynamique de la demande pour répondre aux besoins nouveaux de flexibilité du système électrique (optimisation amont-aval et intermittence des énergies renouvelables) ;
- expérimente les *smart grids* aval compteur et prépare le développement des nouveaux usages, comme le véhicule électrique ;
- développe une offre de services pour la ville et les territoires durables.

Dans ce contexte, la R&D se positionne sur plusieurs axes prioritaires. D'abord, l'intégration des nouvelles technologies de l'information aux réseaux, notamment, mais aussi dans l'habitat, rend le client acteur du système et lui permet de gérer ses flux d'énergie localement. Ainsi, le premier axe est d'améliorer la connaissance des clients et de leurs demandes de sorte à innover dans les modes et outils de la relation client ainsi que dans les offres de fourniture et permettre aux clients du groupe EDF d'être acteurs énergétiques. Ces travaux sont notamment conduits au travers de démonstrateurs *smart grid*, dans lesquels la R&D recherche et examine de nouveaux modèles autour de l'agrégation de différents modèles de demande flexible (effacement, autoconsommation, énergies renouvelables, optimisation énergétique locale).

Développer une demande bas carbone implique également de concevoir et valider des solutions énergétiques de référence. Aussi, le second axe concerne l'innovation sur de nouveaux usages pour l'électricité, ceux de la mobilité électrique, de la pompe à chaleur et sur des bâtiments plus économes.

Enfin, dans une optique de développement durable, les villes optimisent à maille locale les infrastructures et leur gestion (transport, traitement des déchets, bâtiments, production d'énergie, réseaux) et deviennent ainsi des *smart cities* ou « villes durables ».

La mobilité électrique est une dimension importante de la ville durable : le transport électrique constitue une perspective de transformation profonde des modes de transport. Le stockage batterie est la technologie clé du transport électrique. L'action de la R&D en la matière consiste, d'une part, à caractériser en laboratoire les performances et la sécurité des batteries et, d'autre part, à innover sur les technologies de rupture susceptibles d'améliorer fortement leur autonomie ou la réduction de leurs coûts. La R&D considère également les applications stationnaires de ces technologies de batterie (couplage aux énergies renouvelables, services système, etc.).

L'autre thème essentiel de la mobilité électrique est la question des infrastructures et des stratégies de recharge adaptées à ce nouveau mode de consommation. La R&D développe des stratégies de charge et teste leurs validités sur le terrain. La R&D participe ainsi à l'opération de démonstration KLEBER à Strasbourg (85 véhicules hybrides rechargeables, 130 bornes de charge, situées à domicile, en parking, en voirie, etc.) et s'apprête à participer à d'autres projets démonstrateurs en France. Des études permettant d'intégrer la mobilité aux schémas de cohérence territoriaux et aux plans locaux d'urbanisme sont également menées en France (Nice, Mulhouse) et en Allemagne (Karlsruhe).

11.2.3 Adapter le système électrique à ces nouveaux enjeux

La transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe implique de relever de nouveaux défis : comment gérer au mieux l'intermittence des sources de production issue d'énergies renouvelables, comment intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant les moyens de productions et les besoins en réseaux, comment développer des systèmes de gestion de l'énergie à la maille locale et à plus grande échelle, jusqu'où développer les infrastructures réseaux et comment optimiser des flux d'électricité en Europe ?

L'évolution vers des réseaux électriques plus intelligents, ou *smart grids*, constitue l'un des pivots de la transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires et sont, au-delà de l'intégration des énergies renouvelables et des nouveaux usages, aussi liés à la gestion des informations pour les différents utilisateurs du réseau et à la nécessité de maîtriser les dépenses.

Pour répondre à ces enjeux, la R&D s'est fixé plusieurs priorités. En premier lieu, pour anticiper l'arrivée de nouvelles technologies et l'évolution du paysage énergétique, elle établit des *scenarii* prospectifs, modélise et optimise l'économie de l'énergie (environnement macroéconomique mondial et politiques énergétiques, environnement concurrentiel et réglementaire). Pour anticiper les conséquences du développement des nouveaux moyens de production ou nouveaux usages, elle développe des modèles du système énergétique qui permettent notamment de mieux piloter l'équilibre offre-demande.

La seconde priorité est d'aider à l'insertion de la production intermittente décentralisée en apportant des solutions innovantes pour résoudre les problèmes d'exploitation (tenue de la tension, etc.) et de raccordement.

L'amélioration de la gestion des actifs de réseau (vieillissement, automatisation, solutions de comptage) est la troisième priorité. Ces travaux mettent en œuvre des essais en laboratoire de la modélisation du vieillissement des matériels. La R&D travaille aussi à l'augmentation de l'automatisation des réseaux pour en optimiser qualité et coûts.

Enfin, les travaux portent sur les systèmes électriques et les *super grids*. L'insertion des énergies renouvelables peut profondément modifier les

fondamentaux technico-économiques et faire émerger de grands réseaux à courant continu en Europe ainsi qu'ailleurs dans le monde.

Les innovations technologiques impactent les métiers du commerce, des réseaux et de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Elles conduisent à des modifications profondes des systèmes électriques et énergétiques locaux. Elles ont également un impact sur les fondamentaux technico-économiques du système électrique européen. Ainsi, les trois thématiques *smart grids*, *smart cities* et *super grids* sont transverses et nécessitent une cohérence système dans les orientations de recherche des métiers et des interactions entre métiers. Dans ce contexte, il est important pour la R&D de développer plus encore sa capacité à maîtriser des systèmes complexes en renforçant ses compétences intégratrices sur des sujets au croisement de différents métiers et en accompagnement de la stratégie.

11.3 L'international et les partenariats

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, EDF noue de nombreux partenariats dans le monde avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux d'EDF et de compléter ses champs de compétences internes. La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes aux niveaux tant national qu'international.

En France, la R&D a mis en place depuis plusieurs années 12 laboratoires communs avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par les agences nationales comme l'Agence nationale de la recherche, l'ADEME ou le Fonds unique interministériel via les pôles de compétitivité. La R&D a également présenté des candidatures aux projets d'instituts d'excellence dans les énergies décarbonées dans le cadre des Investissements d'avenir. Chaque laboratoire commun est l'occasion de créer une équipe mixte autour d'une problématique scientifique et technique partagée, dans le but de créer de la valeur, de l'expertise et de la connaissance pour tous les partenaires, et constitue un atout pour participer à des projets coopératifs. La R&D soutient également quatre chaires d'enseignement et de recherche ciblées, notamment dans le cadre de la Fondation pour les énergies de demain.

En Europe, la R&D participe à une trentaine de projets européens. Grâce aux collaborations avec l'*Energy Technology Institute*, l'*Engineering and Physical Sciences Research Council* et avec différentes universités britanniques, elle renforce sa présence dans la recherche partenariale britannique. En 2010, deux unités de R&D ont été créées, l'une en Pologne et l'autre au Royaume-Uni. Le centre britannique consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique. Il est particulièrement impliqué sur les énergies éoliennes en mer et le développement du nucléaire au Royaume-Uni. L'équipe de recherche au sein d'EDF Polska est dédiée aux questions du thermique charbon et de la co-combustion biomasse.

Aux États-Unis, le secteur R&D et innovation est l'un des plus importants et dynamiques au monde. Ce secteur compte environ 1,3 million de chercheurs. EDF dispose depuis plusieurs années d'une équipe de R&D et Innovation installée dans les locaux de l'*Electric Power Research Institute* (« EPRI »)[1] à Palo Alto en Californie et à Charlotte en Caroline du Nord. Ses objectifs sont d'optimiser la collaboration entre EDF et EPRI dans de multiples domaines tels que l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique, le captage et le stockage du carbone, etc., de mettre en place des collaborations entre le groupe EDF et des organismes de recherche américains (universités, laboratoires nationaux, industrie, etc.) sélectionnés pour leur savoir-faire ou leurs équipements, et enfin d'évaluer les opportunités de nouveaux modèles d'activité pour EDF aux États-Unis.

En 2011, l'internationalisation de la R&D s'est poursuivie avec la mise en place d'une équipe de R&D en Chine. Ce centre basé à Pékin sera un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille portant sur les réseaux intelligents, les villes durables, le captage et le stockage du CO_2 et certaines technologies d'énergies renouvelables. Ce centre, qui sera aussi un appui pour faciliter le moment venu la mise en œuvre du partenariat sur le nucléaire en Chine, a été officiellement inauguré le 7 juin 2011. La création du centre s'accompagne d'un développement accentué des partenariats académiques et industriels en Chine.

Par ailleurs, afin de préparer l'avenir, la R&D participe à deux *Knowledge and Innovation Communities* (« KIC[2] »). Les domaines de prédilection de la première, dite « KIC Climat », sont le changement climatique, les villes intelligentes, le management de l'eau et une production zéro carbone. Ceux de la seconde, dite « KIC InnoEnergy », portent sur les réseaux intelligents et le stockage, les biocarburants, les énergies renouvelables, le captage et le stockage du CO_2 et le nucléaire.

11.4 Politique de propriété intellectuelle

La propriété industrielle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences.

EDF a la volonté de renforcer son portefeuille de propriété industrielle dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille sera constitué par des brevets ainsi que par des logiciels déposés et des savoir-faire formalisés.

Les brevets permettent de protéger non seulement des inventions technologiques mais aussi des procédés (sous réserve qu'ils aient un effet technique), et une invention mise en œuvre sous forme d'un logiciel peut également être brevetable.

*(1) L'*Electric Power Research Institute *est l'un des principaux acteurs de la R&D dans le domaine de l'électricité aux Etats-Unis. Cet organisme à but non lucratif fournit des technologies et des analyses économiques et développe des stratégies pour ses membres contributeurs, lesquels représentent plus de 90 % de l'électricité produite aux États-Unis.*

(2) Les KIC sont des initiatives européennes visant à mettre en place des formations universitaires européennes et des projets de recherche/innovation répondant aux besoins du marché tant en compétences qu'en innovation via le dépôt de brevets et la création de start-up.

11. Recherche et développement, brevets et licences

Politique de propriété intellectuelle

Brevets

Fin 2011, le portefeuille d'EDF comprend 470 innovations brevetées et protégées par 1 470 titres de propriété en France et à l'étranger.

Le renforcement du portefeuille de brevets est prioritaire. Il a pour but de faciliter les coopérations de R&D, d'apporter une protection au développement des activités d'EDF, de contribuer à l'image externe d'EDF, de renforcer la motivation des chercheurs et de mieux valoriser les inventions.

En 2011, EDF a déposé 50 demandes de brevets, ce qui augmente significativement le nombre de brevets déposés par rapport à l'exercice 2010.

Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de 60 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.

Le portefeuille de marques du groupe EDF à fin 2011 compte environ 400 dénominations protégées par plus de 1 100 titres.

12.

Informations sur les tendances

12.1 Événements postérieurs à la clôture 228

12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2012 229

12.1 Événements postérieurs à la clôture

Rapport sur les évaluations complémentaires de sûreté (ECS) menées par l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima

Le 3 janvier 2012, à l'issue des ECS des installations nucléaires prioritaires, l'ASN a annoncé que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant et qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes. L'ASN va donc imposer aux exploitants un ensemble de dispositions et renforcer les exigences de sûreté relatives à la prévention des risques naturels (séisme et inondation), à la prévention des risques liés aux autres activités industrielles, à la surveillance des sous-traitants et au traitement des non-conformités. Les exploitants devront proposer à l'ASN avant le 30 juin 2012 le contenu et les spécifications du « noyau dur » propre à chaque installation. L'ASN va imposer la mise en place progressive, à partir de 2012, de la Force d'Action Rapide Nucléaire (« FARN »), proposée par EDF, dispositif national d'urgence rassemblant des équipes spécialisées et des équipements permettant d'intervenir en moins de 24 heures sur un site accidenté, et la mise en place de dispositions renforcées visant à réduire les risques de « dénoyage » du combustible dans les piscines d'entreposage des différentes installations. Le Président de l'ASN a toutefois indiqué être sur des temps longs et que le retour d'expérience complet de l'accident de Fukushima peut prendre jusqu'à 10 ans.

Émission obligataire de 2 milliards d'euros sur 10 ans

EDF a procédé le 11 janvier 2012 au lancement d'une émission obligataire à 10 ans libellée en euros, pour un montant total de 2 milliards d'euros, avec un coupon annuel de 3,875 %. Le coupon se compare favorablement au coupon annuel actuel moyen de 4,3 % (au 31 décembre 2011).

Nominations EDF Énergies Nouvelles

Le 12 janvier 2012, EDF a annoncé qu'une nouvelle direction allait se mettre en place à la tête de sa filiale EDF Énergies Nouvelles. Jean-Louis Mathias, membre du Comité exécutif d'EDF et Directeur Exécutif Groupe en charge de la coordination des Activités France, Activités Gaz et Énergies Renouvelables au sein du groupe EDF et administrateur d'EDF Énergies Nouvelles, a succédé le 13 février à Pâris Mouratoglou, fondateur d'EDF Énergies Nouvelles. Antoine Cahuzac a remplacé le 4 avril David Corchia dans les fonctions de Directeur Général.

Publication du rapport de la Cour des comptes sur le coût du nucléaire

Le 31 janvier 2012, la Cour des comptes a publié son rapport sur les éléments qui constituent les coûts, passés, présents et futurs de la production d'électricité nucléaire en France. Il en ressort que les dépenses passées sont relativement bien identifiées et se montent à 96 milliards d'euros[2010]. Il faut ajouter à cet investissement initial, pour 6 milliards d'euros, le coût de construction de la première génération. Il en va de même pour les charges courantes d'exploitation, qui se sont élevées à 8,9 milliards d'euros[2010] pour une production de 407,9 TWh en 2010. Ces charges sont bien identifiées et leur chiffrage ne pose pas de problème majeur. Enfin, la Cour a indiqué que les charges futures étaient incertaines par nature. Le total de ces charges à fin 2010 est estimé à 79,4 milliards d'euros[2010], dont 62 milliards d'euros[2010] pour EDF. Parmi ces coûts, les dépenses de déconstruction des centrales sont aujourd'hui estimées à 18,4 milliards d'euros[2010], en charges brutes, pour le démantèlement des 58 réacteurs du parc actuel. La Cour des comptes considère que les méthodes utilisées par EDF pour ce calcul sont pertinentes mais ne peut pas en valider les paramètres techniques, en l'absence d'études approfondies par des experts. Un autre coût futur important est la gestion à long terme des déchets, pour un coût estimé à 28,4 milliards d'euros[2010] pour les exploitants. La Cour considère que cette estimation est fragile, car le projet envisagé pour le stockage des déchets à vie longue, c'est-à-dire leur enfouissement en grande profondeur, n'est pas encore définitif.

La Cour souligne que les évolutions possibles des dépenses futures sont encore incertaines et reposent sur deux paramètres : la création d'une filière de 4ème génération et la durée de fonctionnement des centrales. Sur ce deuxième point, la Cour fait référence à l'évaluation par EDF de dépenses d'investissement de l'ordre de 50 milliards d'euros[2010] à prévoir pour le parc dans les 15 ans à venir, ordre de grandeur réévalué à 55 milliards d'euros[2010] compte tenu des investissements qui seraient directement consécutifs à la mise en œuvre des recommandations de l'ASN telles que présentées dans son rapport sur les premières évaluations complémentaires de sûreté. La Cour précisé également que ces ordres de grandeurs couvriraient un périmètre plus large que les dépenses de prolongation de la durée de fonctionnement des centrales actuelles qu'il est difficile, voire impossible, d'isoler, et que par ailleurs ils ne pourront être confortés qu'une fois les objectifs de sûreté fixés par l'ASN.

La Cour estime enfin que le coût moyen du mégawatt-heure produit s'élève à 49,5 euros avec les données de 2010, en prenant en compte la rémunération du capital, selon la méthode dite du « coût courant économique ». Cette méthode reflète l'ensemble des coûts sur toute la durée de fonctionnement du parc et permet ainsi des comparaisons avec d'autres modes de production d'énergie.

EDF et AREVA renforcent leur partenariat à long terme dans l'uranium naturel

Le 10 février 2012, EDF et AREVA se sont mis d'accord sur les principes d'un partenariat long terme pour la fourniture d'uranium naturel sur la période 2014-2030, au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement et de la compétitivité du parc nucléaire français. Ce partenariat s'inscrit dans la continuité des décisions du Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011. Il conforte la collaboration historique nouée entre AREVA et EDF pour la fourniture de combustible nucléaire et la volonté d'AREVA de renforcer ses liens avec ses principaux clients. Portant sur un volume global pouvant atteindre plus de 20 000 tonnes, les principes convenus prévoient le prolongement du contrat d'approvisionnement à partir des mines d'AREVA existantes, et ouvrent la perspective à une participation d'EDF au financement du développement d'un nouveau projet minier, en contrepartie d'une part de sa production future. Ces principes seront déclinés en une série d'accords qui seront soumis à l'approbation des organes de gouvernance des deux groupes. Ce nouveau partenariat industriel et financier conforte AREVA comme partenaire de référence d'EDF pour son approvisionnement en uranium naturel, dont le groupe fournit près de 40 % des besoins annuels.

Rapport de la commission « Énergies 2050 »

Le 13 février 2012, la commission « Énergies 2050 » a publié ses conclusions sur différents scénarios à horizon 2030 en comparant leur impact sur le prix de l'électricité, sur les émissions de gaz à effet de serre, et sur la sécurité d'approvisionnement en France :

- le scénario de l'accélération du passage de la deuxième à la troisième génération de réacteurs nucléaires, avec la fermeture anticipée d'une partie du parc actuel, a principalement un impact sur le prix, qui passe de 40 à 60 euros/MWh ;
- le scénario du prolongement de l'exploitation du parc nucléaire actuel, avec renforcement de l'investissement de sûreté et de maintenance, préserve un prix particulièrement compétitif, qui passe de 40 à 50 euros/MWh. Ce scenario maintient l'ensemble des atouts du parc nucléaire français : indépendance énergétique, absence d'émission de gaz à effets de serre, compétitivité prix ;

- le scénario d'une réduction de 75 % à 50 % en 2030 de la part de l'électricité d'origine nucléaire implique quant à lui une augmentation de 40 à 70 euros/MWh du prix de l'électricité, soit une augmentation de 75 %. Il représente aussi un accroissement de moitié des émissions de gaz à effet de serre du parc électrique français, et une augmentation importante des importations d'énergies fossiles. Ceci marquerait la fin de l'indépendance énergétique de la France pour la production d'électricité ;
- la sortie complète du nucléaire à horizon 2030 représente quant à elle un doublement du prix de l'électricité, le recours massif aux importations d'énergies fossiles, et le risque d'une multiplication par 5 des émissions de gaz à effet de serre de la France.

Rachat des participations d'EnBW en Pologne

Le 16 février 2012, EDF a acquis auprès d'EnBW ses participations respectives de 32,45 % et 15,59 % dans les sociétés polonaises Ersa et Kogeneracja, comme cela avait été envisagé dans le contrat de cession de la participation d'EDF dans EnBW au Land du Bade-Wurtemberg le 6 décembre 2010. À l'issue de cette opération, le groupe EDF possède 97,34 % d'Ersa (les 2,66 % restants étant détenus par les salariés de l'entreprise) et 50 % plus une action de Kogeneracja. L'acquisition indirecte des actions de Kogeneracja n'entraînera pas d'offre publique d'achat sur cette société qui est cotée à la bourse de Varsovie. D'un montant de 301 millions d'euros et avec un multiple induit d'environ 5 fois l'EBITDA, la transaction s'inscrit dans la trajectoire financière annoncée par le groupe EDF fin juillet 2011.

Reprise du fabricant de panneaux photovoltaïques Photowatt

Le groupe EDF, via sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR), a déposé le 10 février 2012 une offre pour la reprise des activités de Photowatt, l'unique fabricant français de cellules photovoltaïques à base de silicium, placé en redressement judiciaire en novembre 2011. Photowatt détient 40 % de PV Alliance, société de recherche et développement dans le domaine des technologies photovoltaïques, au sein de laquelle EDF ENR possède déjà une participation de 40 % aux côtés du CEA (20 %). Photowatt, EDF ENR et le CEA ont investi depuis 2008 dans PV Alliance, qui a vocation à développer deux technologies silicium : l'homojonction, technologie classique la plus utilisée dans le monde, et l'hétérojonction, technologie actuellement en cours de développement permettant de fabriquer des cellules silicium à haut rendement (supérieur à 20 %). Le 27 février 2012, le Tribunal de Commerce de Vienne a retenu l'offre du groupe EDF pour la reprise des activités de Photowatt, et EDF est entré en possession des actifs de Photowatt le 1er mars 2012. Cette opération permet au Groupe de reprendre les actifs de Photowatt ainsi que 100 % de sa filiale PV Alliance, et d'obtenir une licence d'exclusivité mondiale pour la technologie de l'hétérojonction, actuellement en cours de développement. Sur les 425 personnes actuellement employées par Photowatt, EDF propose à 345 salariés plus 10 apprentis de poursuivre leur activité dans l'entreprise. Les 70 autres se verront proposer une offre d'emploi au sein du groupe EDF. La Commission européenne a envoyé, le 5 mars 2012, aux autorités françaises, une demande d'informations concernant la reprise des activités de Photowatt. Elle souhaitait obtenir des clarifications sur les conditions financières de la reprise ainsi que sur sa qualification éventuelle d'aide d'État.

Émission obligataire en deux tranches de 1 milliard d'euros sur 15 ans et de 500 millions de livres sterling sur 25 ans

EDF a procédé le 20 mars 2012 à une émission obligataire en deux tranches, l'une de 1 milliard d'euros sur 15 ans avec un coupon de 4,125 %, l'autre de 500 millions de livres sterling sur 25 ans, avec un coupon de 5,5 %. Cette opération s'inscrit dans le cadre de la politique financière active engagée par EDF visant à allonger la maturité moyenne de la dette brute du Groupe, qui passe ainsi de 9,2 ans au 31 décembre 2011 à 9,4 ans après cette émission, tout en maintenant un coupon annuel moyen inchangé pour le Groupe à 4,3 %.

Réorganisation actionariale d'Edison

Le 16 mars 2012, Edison et Edipower ont signé un contrat de fourniture de gaz naturel, selon les termes approuvés lors du Conseil d'Administration d'Edison du 13 février 2012. Ce contrat, aux conditions de marché, porte sur une durée de 6 ans (72 mois) et sur un volume total estimé à environ un milliard de mètres cubes standards de gaz, qui couvre 50 % des besoins en gaz des centrales thermiques d'Edipower.

La Consob, l'autorité de marché italienne, a rendu un avis le 4 avril 2012 dans lequel elle préconise un prix supérieur à 0,84 euro et compris dans une fourchette entre 0,84 euro et 0,95 euro par action ordinaire dans le cadre de l'offre obligatoire d'EDF sur Edison suite à la réorganisation actionnariale d'Edison annoncée le 27 décembre 2011. L'acquisition par EDF du contrôle d'Edison étant conditionnée à la confirmation par la Consob que le prix de l'offre obligatoire devant être lancée par EDF pour le rachat des actions détenues par les minoritaires d'Edison ne sera pas supérieur à 0,84 euro par action, cet avis ne permet pas, à la date de dépôt du présent document de référence, la levée de la condition suspensive.

Le Consortium européen mené par le Groupe EDF remporte trois projets éoliens en mer

Le 6 avril 2012, le consortium européen mené par le groupe EDF a été désigné lauréat de l'appel d'offres éolien offshore français pour les projets de Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp. Ces projets, induisant jusqu'à 1 500 MW de nouvelles capacités installées, s'accompagnent d'un plan industriel ambitieux représentant la création d'environ 7 500 emplois directs et indirects, avec notamment la fabrication en France de l'éolienne Haliade 150 d'Alstom.

12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2012

Le prix du baril de brut s'inscrit en hausse (à 115,30 $/bl en moyenne, + 14,7 % par rapport à janvier-février 2011) dans un contexte de fortes tensions entre l'Europe et l'Iran, qui menace de stopper ses exportations à destination de la France et de l'Angleterre et de fermer le détroit d'Ormuz.

Les prix du gaz progressent à partir de fin janvier sous l'effet de la baisse des températures sur le court terme, et de la sollicitation des sites de stockage long terme : ils s'établissent en moyenne à 64,8 £/therm, en hausse de + 10,6 % par rapport aux deux premiers mois de 2011.

Les prix du CO_2 ont également été influencés par le recul des températures : ils progressent en ce début d'année et s'établissent à 7,90 euros/tonne, en lien avec la sollicitation des moyens de production thermique. Néanmoins, ils reculent de 46,4 % par rapport à début 2011.

Les deux premiers mois de l'année ont été atones pour les prix charbon, qui s'établissent en moyenne à 114,80 $/t, en baisse de 3,1 %.

Les prix du jour pour le lendemain *(spot)* de l'électricité sur les deux premiers mois de l'année 2012 se sont négociés, en moyenne et en base, à 61,50 euros/MWh en France (+ 9,10 euros/MWh par rapport aux deux premiers mois de l'année 2011), 47,20 euros/MWh en Allemagne (- 3,30 euros/MWh) et 53,90 euros/MWh en Angleterre (- 2,10 euros/MWh).

La consommation française d'électricité a progressé par rapport aux deux premiers mois de 2011 du fait de températures particulièrement froides lors de la première moitié du mois de février. En Allemagne et en Angleterre, les prix sont en repli, le charbon et les émissions de CO_2 étant moins onéreux qu'au début de l'année 2011. De plus, l'Allemagne a bénéficié de plus de production éolienne lors des deux premiers mois de l'année 2012.

13.

Perspectives financières

2012 s'ouvre sur un environnement économique incertain en Europe, marqué par une inflation modérée, une volatilité importante de l'euro vis-à-vis du dollar américain et de la livre sterling, des politiques économiques axées sur la maîtrise de la dépense publique, l'anticipation d'un resserrement progressif des politiques monétaires et enfin des prix des matières premières toujours soutenus.

Dans ce contexte, la demande d'électricité devrait être en croissance modérée, et les prix de gros en légère hausse en France et au Royaume-Uni. L'activité devrait être assez stable dans les autres pays composant l'international.

La croissance anticipée de l'activité, couplée à un programme d'investissements soutenu dans les quatre prochaines années et empreint d'une sélectivité accrue dans les projets de développement et la mise en œuvre du programme de Synergies et Transformation Groupe, permet au Groupe de se fixer les objectifs financiers suivants[1] d'ici à 2015 :

- une croissance annuelle moyenne[2] de l'excédent brut d'exploitation (« EBE ») comprise entre 4 et 6 % ;
- une croissance annuelle moyenne[2] pour la période 2012-2015 du résultat net courant comprise entre 5 et 10 %.

En France, l'objectif de production fixé pour 2012 se situe dans une fourchette comprise entre 420 et 425 TWh. À ce stade, les conséquences réglementaires de l'accident de Fukushima ne remettent pas en cause l'objectif d'un coefficient de disponibilité (Kd) en 2015 de 85 % en France, atteint grâce à l'amélioration de la performance industrielle (concernant les objectifs de Kd, voir aussi la section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques » – « Mode de fonctionnement du parc nucléaire » – « Production et performances techniques »)).

De même, au Royaume-Uni, la production nucléaire devrait s'établir dans les prochaines années à un niveau supérieur à 55 TWh par an. En parallèle, le Groupe pense être en mesure de prendre fin 2012 une décision d'investissement dans le Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni pour le site de Hinkley Point.

L'atteinte de ces objectifs de croissance doit permettre de dégager un *cash flow* opérationnel important pour financer les investissements opérationnels. Ce programme d'investissements ne devrait pas dépasser 15 milliards d'euros à horizon 2015, à périmètre et change comparables et hors programme Linky. Il concerne essentiellement le parc de production avec le programme de maintenance industrielle en vue de soutenir dans la durée la performance de ce parc. Les autres composantes de ce programme sont les investissements réservés au développement de nouvelles capacités de production génératrices d'EBITDA et de *cash flow* et ceux dévolus au domaine régulé.

Le Groupe s'est par ailleurs fixé les objectifs suivants :

- un taux de distribution de dividende compris entre 55 et 65 % du résultat net courant, avec un dividende versé au titre de 2012 au moins stable par rapport à celui versé au titre de 2011 ;
- le maintien au meilleur niveau de son secteur d'activité d'une notation adaptée à son profil et son ambition, dans le cadre d'une gestion prudente de son bilan ;
- le maintien de la dette financière à horizon 2015 à un niveau inférieur à 2,5 fois son excédent brut d'exploitation (« EBE »).

Ces objectifs sont fondés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables. Elles sont toutefois susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique ou consécutives à l'accident nucléaire survenu au Japon en 2011. 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 (« Stratégie ») du présent document de référence. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs, et les informations prospectives figurant au présent chapitre ne sauraient être utilisées pour établir des prévisions de résultat.

(1) Hors impact éventuel du PPA Edison.

(2) Croissance à périmètre et taux de change constants et hors événements non récurrents.

14.

Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

14.1 Conseil d'administration **234**
14.1.1 Composition du Conseil d'administration 234
14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration 240

14.2 Comité exécutif **243**
14.2.1 Composition du Comité exécutif 243
14.2.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 243

14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale **245**
14.3.1 Absence de liens familiaux 245
14.3.2 Absence de condamnation pour fraude 245
14.3.3 Conflits d'intérêts 245

14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

Conseil d'administration

14.1 Conseil d'administration

14.1.1 Composition du Conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres, dont un tiers sont élus par les salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

Au cours de l'exercice 2011, M. Julien Dubertret, Directeur du budget au ministère du Budget, des Comptes publics et de la Réforme de l'État, a été nommé administrateur représentant l'État par décret du 21 juin 2011, en remplacement de M. Philippe Josse.

Mme Marie-Hélène Meyling est devenue le 1er septembre 2011 membre du Conseil d'administration d'EDF en qualité d'administratrice élue par les salariés, en remplacement de M. Philippe Pesteil.

Enfin, M. François Loos, Président de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), a été nommé administrateur représentant l'État par décret du 13 février 2012, en remplacement de M. Philippe Van de Maele.

À la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration comprend 6 administrateurs élus par les salariés, 6 administrateurs nommés par l'État et 6 administrateurs élus par l'Assemblée générale, dont les mandats arriveront à terme le 22 novembre 2014 à minuit.

Le tableau ci-après indique à la date de dépôt du présent document de référence les noms des membres du Conseil, dates de naissance, fonctions principales exercées au sein ou en dehors de la Société ainsi que les mandats arrivés à terme qu'ils ont exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années.

Administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires

Nom, prénom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours / Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
Henri PROGLIO (1) Né le 29 juin 1949 Président-Directeur Général depuis le 25 novembre 2009 Administrateur depuis le 23 novembre 2004 (2) Dernier renouvellement : 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Président du Comité de la stratégie	Président du Conseil d'administration d'EDF Energy Holdings Président du Conseil d'administration de Transalpina di Energia Président de la Fondation EDF Diversiterre Président de l'association Electra Administrateur d'EDF Énergies Nouvelles Administrateur d'EDF International (SAS) Administrateur d'Edison Administrateur de CNP Assurances Administrateur de Dassault Aviation Administrateur de Fomento di Construcciones y Contratas Administrateur de Natixis Administrateur de Veolia Propreté Administrateur de Veolia Environnement Membre du Conseil de surveillance de Veolia Eau Vice-président du Comité stratégique de l'énergie nucléaire Membre du Comité de l'énergie atomique Membre du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire Administrateur de la Fondation européenne pour les énergies de demain Membre du Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale	Président d'EDF Energy UK Administrateur d'EDF International (SA) Président-Directeur Général de Veolia Environnement Président du Conseil d'administration de Veolia Water Président du Conseil d'administration de Veolia Environnement Président du Conseil d'administration de Veolia Propreté Président du Conseil d'administration de Veolia Transport Président du Conseil de surveillance d'Eolfi Président du Conseil de surveillance de Dalkia France Administrateur de Veolia Environmental Services Asia Administrateur de Veolia Environmental Services UK Administrateur de Veolia Transport Australasia Administrateur de Veolia Transport Northern Europe Administrateur de Veolia Environmental Services Australia Administrateur de Veolia Environmental Services North America Administrateur de Dalkia International Administrateur de SARP Industries Administrateur de Siram Administrateur de la Société des Eaux de Marseille Administrateur de Veolia Environnement North America Operations Membre des Conseils de surveillance A et B de Dalkia Gérant de Veolia Eau

(1) En application de l'article L. 225-21 du Code de commerce, une personne physique ne peut exercer simultanément plus de 5 mandats d'administrateur de sociétés anonymes ayant leur siège social sur le territoire français (sous réserve des dérogations applicables, notamment, aux mandats détenus dans des sociétés contrôlées). Le code consolidé AFEP-MEDEF dispose que, lorsqu'il exerce des fonctions exécutives, un administrateur ne doit en principe pas accepter d'exercer plus de 4 autres mandats d'administrateur dans des sociétés cotées, y compris étrangères, extérieures à son groupe. Outre son mandat de Président-Directeur Général d'EDF, Henri Proglio est aujourd'hui administrateur de 5 sociétés cotées (dont une société étrangère).

(2) Henri Proglio était administrateur de l'établissement public industriel et commercial (« EPIC ») EDF depuis le 14 septembre 2004.

Nom, prénom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours / Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
		Administrateur de Thales Administrateur de Casino Guichard Perrachon Membre du Conseil de surveillance de Lagardère Membre du Conseil de surveillance d'Elior Membre du Conseil de surveillance de CNP Assurances Censeur du Conseil de surveillance de la Caisse nationale des caisses d'épargne
Philippe CROUZET Né le 18 octobre 1956 Administrateur depuis le 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Président du Comité de suivi des engagements nucléaires	**Fonction principale exercée en dehors dela Société :** Président du Directoire de Vallourec	Administrateur de Vallourec
Mireille FAUGÈRE Née le 12 août 1956 Administratrice depuis le 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Présidente du Comité d'éthique	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Directrice Générale de l'Assistance publique – Hôpitaux de Paris **Autres mandats et fonctions exercés :** Administratrice d'Essilor	Présidente de SNCF Voyages Développement Présidente de Voyages-SNCF.com Directrice Générale de SNCF Voyages Administratrice de SNCF Participations
Michael JAY Né le 19 juin 1946 Administrateur depuis le 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité de la stratégie et du Comité des nominations et des rémunérations	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Membre indépendant de la Chambre des Lords du Royaume-Uni *(crossbench member of the House of Lords)* Président de la Commission des nominations de la Chambre des Lords Membre du sous-comité des Affaires étrangères, défense et développement du Comité Union européenne de la Chambre des Lords **Autres mandats et fonctions exercés :** Administrateur de l'Associated British Foods Administrateur de Candover Investments Administrateur de Valeo SA Président de Merlin (ONG internationale médicale)	Secrétaire Général du *Foreign and Commonwealth Office Trustee* au *British Council* Administrateur de Crédit Agricole SA

14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

Conseil d'administration

Nom, prénom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours / Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
Bruno LAFONT Né le 8 juin 1956 Administrateur depuis le 20 mai 2008 Dernier renouvellement : 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Président du Comité des nominations et des rémunérations	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Président-Directeur Général de Lafarge **Autres mandats et fonctions exercés :** *En France :* Président de l'association Entreprises pour l'Environnement Administrateur d'ArcelorMittal Administrateur d'HEC *À l'étranger :* Conseiller du maire de la ville de Chongqing (Chine)	Coprésident de l'Initiative Ciment *(Cement Sustainability Initiative)* au Conseil mondial des entreprises pour le développement durable *(World Business Council for Sustainable Development)*
Pierre MARIANI Né le 6 avril 1956 Administrateur depuis le 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Président du Comité d'audit	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Administrateur délégué et Président du Comité de direction de Dexia **Autres mandats et fonctions exercés :** Président du Conseil d'administration de Deniz Bank Administrateur de Dexia Crédit Local Administrateur de Dexia Banque Internationale à Luxembourg Administrateur de l'établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais	Administrateur de Dexia Banque Belgique

Administrateurs nommés par l'État

Nom, prénom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours / Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
Pierre-Marie ABADIE Né le 13 juillet 1969 Administrateur depuis le 29 août 2007 Dernier renouvellement : 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité de la stratégie	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Directeur de l'énergie à la Direction Générale de l'énergie et du climat, rattachée au Ministre de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, au Ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie et au Ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique **Autres mandats et fonctions exercés :** Commissaire du Gouvernement à l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (« ANDRA ») Membre du Conseil des gouverneurs de l'Agence internationale de l'énergie (« AIE »)	Administrateur de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) Suppléant du Commissaire du gouvernement auprès d'AREVA NC

Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

Conseil d'administration

Nom, prénom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours / Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
Jean-Dominique COMOLLI Né le 25 avril 1948 Administrateur depuis le 29 septembre 2010 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité des nominations et des rémunérations	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Commissaire aux participations de l'État au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie assurant la direction générale de l'Agence des participations de l'État (APE) **Autres mandats et fonctions exercés :** Membre du Conseil de surveillance d'AREVA Administrateur du Fonds stratégique d'investissement Administrateur de France Télécom Administrateur de la SNCF Administrateur d'Air France-KLM Administrateur de l'établissement public de l'Opéra-Comique	Président du Conseil d'administration d'Altadis Vice-président non exécutif d'Imperial Tobacco Administrateur de Crédit Agricole Corporate and Investment Bank Administrateur de Calyon Bank Administrateur de Pernod-Ricard Administrateur de Casino Guichard Perrachon
Yannick d'ESCATHA Né le 18 mars 1948 Administrateur depuis le 23 novembre 2004 Dernier renouvellement : 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité d'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Président du Centre national d'études spatiales (CNES) **Autres mandats et fonctions exercés :** Président du Conseil d'administration de l'Université de technologie de Troyes Représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA Représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace Participation Administrateur de Thales Membre de l'Académie des technologies	Président du Conseil d'administration de l'École polytechnique Administrateur de la RATP
Julien DUBERTRET Né le 9 juin 1966 Administrateur depuis le 21 juin 2011 Échéance du mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Directeur du budget au ministère du Budget, des Comptes publics et de la Réforme de l'État **Autres mandats et fonctions exercés :** Administrateur de la SNCF	Néant
François LOOS Né le 24 décembre 1953 Administrateur depuis le 13 février 2012 Échéance du mandat : 22 novembre 2014	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Président de l'ADEME **Autres mandats et fonctions exercés :** Néant	Néant

Nom, prénom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours / Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
Pierre SELLAL Né le 13 février 1952 Administrateur depuis le 1er avril 2009 Dernier renouvellement : 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité de la stratégie	**Fonction principale exercée en dehors de la Société :** Ambassadeur de France, Secrétaire Général du ministère des Affaires étrangères et européennes **Autres mandats et fonctions exercés :** Membre du Conseil de surveillance d'AREVA Membre du Comité de l'énergie atomique Membre du Haut Conseil de l'Institut du monde arabe Administrateur de l'École nationale d'administration Administrateur de l'Audiovisuel extérieur de la France Administrateur de Cultures France Administrateur de l'Agence nationale des titres sécurisés Administrateur de la Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art Administrateur de l'Établissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires	Représentant permanent de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles

Administrateurs élus par les salariés

Nom, prénom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours / Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
Christine CHABAUTY Née le 19 juillet 1971 Attachée commerciale Grands Comptes à la Direction Commerce Administratrice depuis le 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité d'éthique	Conseillère prud'homale	Néant

Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

Conseil d'administration

Nom, prénom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours / Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
Alexandre GRILLAT Né le 8 décembre 1971 Chargé de mission auprès du Directeur d'ERDF en Alsace – Franche-Comté Administrateur depuis le 23 novembre 2004 (1) Dernier renouvellement : 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique	Néant	Néant
Philippe MAÏSSA Né le 21 novembre 1949 Ingénieur au Centre d'ingénierie thermique Administrateur depuis le 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité d'éthique	Néant	Néant
Marie-Hélène MEYLING Née le 30 octobre 1960 Attachée à la Direction Optimisation Amont/Aval et Trading d'EDF Administratrice depuis le 1er septembre 2011 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique	Néant	Néant

(1) Alexandre Grillat était administrateur de l'établissement public industriel et commercial (« EPIC ») EDF depuis le 14 septembre 2004.

Nom, prénom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours / Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
Jean-Paul RIGNAC Né le 13 mai 1962 Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et développement Administrateur depuis le 7 novembre 2007 Dernier renouvellement : 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité de la stratégie	Néant	Néant
Maxime VILLOTA Né le 25 novembre 1959 Coordinateur politique achats à la mission finances et relations industrielles au CNPE du Tricastin Administrateur depuis le 13 décembre 2006 Dernier renouvellement : 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Membre du Comité d'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires	Néant	Néant

14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration

Administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires

Henri Proglio. Né le 29 juin 1949 à Antibes (France), Henri Proglio est diplômé de l'École des hautes études commerciales (HEC). Il rejoignit la Compagnie Générale des Eaux en 1972 et fut nommé Président-Directeur Général de la Compagnie Générale d'Entreprises Automobiles (CGEA) en 1990. En 1999, il fut nommé Directeur Général Délégué de Vivendi, Gérant de la Compagnie Générale des Eaux et Directeur Général de Vivendi Water. Il devint Président du Directoire de Veolia Environnement en 2000, puis Président-Directeur Général de 2003 à novembre 2009. Henri Proglio est Président-Directeur Général d'EDF depuis le 25 novembre 2009. Il avait été nommé administrateur d'EDF, alors établissement public industriel et commercial (« EPIC »), en septembre 2004. Au sein du groupe EDF, il est Président des Conseils d'administration d'EDF Energy Holdings et de Transalpina di Energia. Il est administrateur d'EDF Énergies Nouvelles, d'EDF International (SAS) et d'Edison. Il est également Président de la Fondation EDF Diversiterre et de l'association Electra. Par ailleurs, il est administrateur de CNP Assurances, Dassault Aviation, Fomento di Construcciones y Contratas, Natixis, Veolia Environnement et de Veolia Propreté, et membre du Conseil de surveillance de Veolia Eau. Il est Vice-président du Comité stratégique de l'énergie nucléaire, membre du Comité de l'énergie atomique, du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire, du Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale, et administrateur de la Fondation européenne pour les énergies de demain.

Philippe Crouzet. Né le 18 octobre 1956 à Neuilly-sur-Seine (France), Philippe Crouzet est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA). De 1981 à 1986, il fut auditeur puis maître des requêtes au Conseil d'État. Il rejoignit le groupe Saint-Gobain en 1986, en tant que Directeur du Plan. Au sein de

ce groupe, il occupa successivement les fonctions de Directeur Général des Papeteries de Condat (1989-1992), de Délégué Général en Espagne et au Portugal (1992-1996), de Directeur de la Division Vitrage Bâtiment (1996), de Directeur de la Branche Céramiques et Plastiques (1996 à 2000), de Directeur Général adjoint en charge des Finances, des Systèmes d'information et des Achats (2000-2005), puis de Directeur Général adjoint du Groupe et Directeur Général du Pôle Distribution Bâtiment (2005 à 2009). Depuis avril 2009, Philippe Crouzet est Président du Directoire de Vallourec. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Mireille Faugère. Née le 12 août 1956 à Tulle (France), Mireille Faugère est diplômée de l'École des hautes études commerciales (HEC). En 1979, elle débuta sa carrière à la SNCF, où elle occupa différentes fonctions opérationnelles liées à l'exploitation ferroviaire, puis prit des responsabilités au sein de la Direction des Études. En 1989, elle se vit confier la responsabilité du développement du réseau TGV Méditerranée. En 1991, elle fut nommée Directrice de la gare Montparnasse à Paris. En 1993, Mireille Faugère fut nommée responsable du Département stratégies au sein de la Direction de l'Économie, de la Stratégie et de l'Investissement. De 1996 à 2001, elle prit la responsabilité de l'action commerciale et marketing à la Direction Grandes Lignes. De 2001 à 2003, elle fut Directrice Générale de SNCF Participations. De 2003 à 2010, elle fut membre du Comité exécutif de la SNCF et Directrice Générale de la branche SNCF Voyages. En septembre 2010, Mireille Faugère est nommée Directrice Générale de l'Assistance publique – Hôpitaux de Paris. Depuis mai 2010, elle est également administratrice d'Essilor. Elle est administratrice d'EDF depuis novembre 2009.

Michael Jay. Né le 19 juin 1946 à Shawford (Royaume-Uni), Michael Jay est diplômé de l'Université d'Oxford *(Magdalen College)* et de l'École des études orientales et africaines de l'Université de Londres (SOAS). Après une carrière au *Foreign Office* (ministère britannique des Affaires étrangères), il fut ambassadeur britannique à Paris de 1996 à 2001, Secrétaire Général *(Permanent under-Secretary)* du *Foreign Office* et Directeur du service diplomatique de 2002 à 2006. Il fut le représentant du Premier Ministre britannique au sein du Groupe des 8 (G8) en 2005 et 2006. Depuis 2006, il est membre indépendant de la Chambre des Lords *(cross-bench member of the House of Lords)*. En 2008, il est nommé Président de la Commission des nominations de la Chambre des Lords *(Chairman of the House of Lords Appointments Commission)*. Il est membre du sous-comité des Affaires étrangères, défense et développement du Comité Union européenne de la Chambre des Lords. Il est administrateur d'Associated British Foods depuis 2006, de Valeo depuis 2007 ainsi que de Candover Investments depuis 2008. Il est Président de Merlin, ONG internationale médicale. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Bruno Lafont. Né le 8 juin 1956 à Boulogne-Billancourt (France), Bruno Lafont est diplômé de l'École des hautes études commerciales (HEC) et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA). Il commença sa carrière au sein du groupe Lafarge en 1983, occupant plusieurs postes à la Direction Financière et à l'international. En 1994, il devint Directeur Général adjoint Finance du Groupe et rejoignit le Comité exécutif. En 1998, il devint Président de l'activité plâtre. En mai 2003, il fut nommé Directeur Général délégué du Groupe, puis administrateur le 25 mai 2005. Nommé Directeur Général en janvier 2006, il devient Président-Directeur Général de Lafarge en mai 2007. Depuis 2011, il est également administrateur d'ArcelorMittal et d'HEC. Il est administrateur d'EDF depuis mai 2008.

Pierre Mariani. Né le 6 avril 1956 à Rabat (Maroc), Pierre Mariani est diplômé de l'École des hautes études commerciales (HEC), ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA) et licencié en droit. De 1982 à 1986, il fut Inspecteur des finances au service de l'Inspection générale des finances au sein du ministère de l'Économie et des Finances. De 1986 à 1988, il fut responsable du secteur des transports à la Direction du budget au sein du ministère de l'Économie et des Finances puis de 1988 à 1992, chef du bureau de synthèse et de politique budgétaire de ce ministère. De 1992 à 1993, il fut sous-directeur chargé du secteur travail, emploi, santé et sécurité sociale au ministère de l'Économie et des Finances. De 1993 à 1995, il fut Directeur de cabinet de Nicolas Sarkozy, alors Ministre du Budget, et porte-parole du Gouvernement, chargé de la communication. De 1995 à 1996, il fut Directeur Général de la Société française d'investissements immobiliers et de gestion (SEFIMEG). De 1996 à 1997, il fut Directeur Général et membre du Directoire de la Banque pour l'expansion industrielle (Banexi). Il fut Président de ce Directoire de 1997 à 1999. De 1999 à 2003, il fut Directeur du Pôle de la Banque de détail à l'international au sein du groupe BNP Paribas. De 2003 à 2008, il fut Directeur du Pôle Services financiers et Banque de détail à l'international. Début 2008, il fut nommé Directeur Général adjoint, coresponsable des activités de Banque de détail, en charge du Pôle *international retail services* de BNP Paribas. Depuis octobre 2008, il est administrateur délégué et Président du Comité de direction de Dexia. Il est administrateur de Dexia Crédit Local et de Dexia Banque Internationale à Luxembourg et Président du Conseil d'administration de Deniz Bank (Turquie). Depuis 2011, il est également administrateur de l'établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Administrateurs nommés par l'État

Pierre-Marie Abadie. Né le 13 juillet 1969 à Brest (France), Pierre-Marie Abadie est ancien élève de l'École polytechnique, diplômé de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur général des Mines. Il commença 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 exerça les fonctions de chef du service régional de l'environnement industriel, d'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 fut Directeur de la demande et des marchés énergétiques à la Direction Générale de l'énergie et des matières premières (DGEMP). Depuis juillet 2008, il est Directeur de l'énergie à la Direction Générale de l'énergie et du climat (DGEC), rattachée au Ministre de l'Écologie, du Développement durable, des Transports et du Logement, au Ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie et au Ministre chargé de l'industrie, de l'énergie et de l'économie numérique. Il est également Commissaire du Gouvernement à l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs et siège au conseil des Gouverneurs de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Il fut administrateur de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) en 2007 et 2008. Il est administrateur d'EDF depuis août 2007.

14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale

Conseil d'administration

Jean-Dominique Comolli. Né le 25 avril 1948, Jean-Dominique Comolli est ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et titulaire d'un diplôme d'études supérieures de sciences économiques. En 1977, il a rejoint la Direction du Budget. Conseiller technique au cabinet de Laurent Fabius au ministère du Budget de 1981 à 1983, il fut ensuite chargé de mission au cabinet de Pierre Mauroy, à Matignon jusqu'en 1984. De 1984 à 1986, Jean-Dominique Comolli fut conseiller technique au cabinet de Laurent Fabius à Matignon, puis jusqu'en 1988, sous-directeur des pouvoirs publics, des relations internationales et des établissements publics administratifs à la Direction du Budget. En mai et juin 1988, il fut Directeur adjoint du cabinet de Pierre Bérégovoy au ministère de l'Économie, des Finances et du Budget puis Directeur du cabinet de Michel Charasse, Ministre délégué au Budget. En 1989, il fut nommé Directeur Général des douanes et droits indirects au ministère chargé du budget. Président-Directeur Général de la Société nationale d'exploitation industrielle des tabacs et allumettes (SEITA) dès 1993, il fut nommé en 1999 co-Président-Directeur Général, Président de la commission exécutive d'Altadis avant d'être nommé en 2005 Président du Conseil d'administration d'Altadis. Il fut Vice-président non exécutif d'Imperial Tobacco de 2008 à 2010. Jean-Dominique Comolli est, depuis le 15 septembre 2010, Commissaire aux participations de l'État au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. Il est membre du Conseil de surveillance d'AREVA. Il est également administrateur de France Télécom, de la SNCF, du Fonds stratégique d'investissement et d'Air France – KLM et de l'établissement public de l'Opéra-Comique. Il est administrateur d'EDF depuis septembre 2010.

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-chercheur 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 fut nommé en 1978 chef du bureau de contrôle de la construction nucléaire en charge du contrôle technique de l'État sur le programme électronucléaire français. En 1982, il fut détaché 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 devint le Directeur Général adjoint en 1987. Il fut nommé Directeur des Technologies avancées du CEA en 1990, puis administrateur général adjoint en 1992, et administrateur général en 1995. En 1999, il fut nommé Président de CEA Industrie. En 2000, il fut nommé Directeur Général délégué d'EDF. En 2003, il est nommé Président du Centre national d'études spatiales (CNES). Par ailleurs, il est membre de l'Académie des technologies, Président du Conseil d'administration de l'Université de technologie de Troyes. Il est représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation et administrateur de Thales. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Julien Dubertret. Né le 9 juin 1966 à Paris (France), Julien Dubertret est diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA). Il débuta sa carrière en 1992, en tant qu'administrateur civil, à la Direction du Budget, puis la poursuivit, de 1996 à 1998, à la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) en qualité d'*Associate Banker*. Depuis 1999, il a exercé plusieurs fonctions au sein de la Direction du Budget, et notamment celle de sous-directeur de la synthèse budgétaire et des finances publiques de 2003 à 2007. De mai 2007 à avril 2011, il fut conseiller au cabinet du Premier Ministre, François Fillon, d'abord chargé du budget, puis du budget, de la fonction publique et de la réforme de l'État. Directeur du Budget au ministère du Budget, des Comptes publics et de la Réforme de l'État depuis le 1er mai 2011, il est administrateur de la SNCF depuis le 24 mai 2011 et d'EDF depuis le 21 juin 2011.

François Loos. Né le 24 décembre 1953 à Strasbourg (France), François Loos est ancien élève de l'École polytechnique et ingénieur du corps des Mines. Il débuta sa carrière en tant qu'ingénieur dans plusieurs entreprises, en France comme en Allemagne. Dès 1984, il intervint comme conseiller technique auprès du Président du Parlement européen Pierre Pflimlin et auprès du Ministre de la Recherche et de la Technologie Hubert Curien de 1984 à 1985. En 1985, il intégra la société Rhône-Poulenc pour diriger l'usine de Thann de 1986 à 1987, puis il fut chargé du secrétariat général de la Direction Scientifique du groupe de 1987 à 1989. Il devint ensuite Directeur Général du groupe Lohr de 1990 à 1993. François Loos s'est investi dans la vie politique au niveau local dès 1992. Il fut élu conseiller régional d'Alsace de 1992 à aujourd'hui, puis député du Bas-Rhin de 1993 à 2011. Après la catastrophe d'AZF, il présida la commission d'enquête sur les risques industriels en France en 2001. Dès 2002, il fut nommé Ministre délégué à l'Enseignement supérieur et à la Recherche, puis Ministre délégué au Commerce extérieur et enfin Ministre délégué à l'Industrie de 2005 à 2007. D'abord nommé administrateur par décret du 28 novembre 2011, François Loos est Président de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) depuis le 21 décembre 2011. Il est administrateur d'EDF depuis le 13 février 2012.

Pierre Sellal. Né le 13 février 1952 à Mulhouse (France), Pierre Sellal est lauréat de la Faculté de droit et de sciences économiques de Strasbourg et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA). Il commença sa carrière au ministère des Affaires étrangères à la Direction des Nations unies de 1977 à 1980, puis devint 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 exerça 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 fut nommé auprès du Premier Ministre Secrétaire Général adjoint du comité interministériel (SGCI) en charge des questions de coopération économique européenne, fonction qu'il occupa 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 à 1990, il devint 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 prit les fonctions de Directeur de la Coopération européenne au ministère des Affaires étrangères, avant d'être nommé Directeur de cabinet du Ministre des Affaires étrangères de 1997 à 2002. Ambassadeur, représentant permanent de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles de 2002 à 2009, il fut élevé à la dignité d'ambassadeur de France en novembre 2008. Pierre Sellal est Secrétaire Général du ministère des Affaires étrangères et européennes depuis le 14 avril 2009. Il est membre du Comité de l'énergie atomique et du Conseil de surveillance d'AREVA. Pierre Sellal est également administrateur de l'Audiovisuel extérieur de la France (AEF), de l'École nationale d'administration et de l'Institut du monde arabe. Il est administrateur d'EDF depuis avril 2009.

Administrateurs élus par les salariés

Christine Chabauty. Née le 19 juillet 1971 à Maisons-Laffitte (France), Christine Chabauty est diplômée en droit. Elle acquit une expérience professionnelle dans les milieux juridiques et rejoignit, en 2000, la Direction Commerce d'EDF en qualité d'attachée commerciale sur le segment des clients Grands Comptes. Elle est désormais rattachée au Département Marketing et Opérations de la Direction Grands Comptes. Depuis décembre 2008, elle exerce également un mandat de conseiller prud'homal. Parrainée par la CGT, élue en mai 2009, elle est administratrice d'EDF depuis novembre 2009.

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 débuta sa carrière à EDF en 1996 dans des fonctions de management technique, clientèle et commercial chez EDF Gaz de France Distribution, puis à la Direction de la Stratégie du groupe EDF. Il fut ensuite attaché au Directeur Général Délégué d'Électricité de Strasbourg puis Directeur d'études du domaine Réseaux à la Direction de la Stratégie d'EDF. Alexandre Grillat est désormais chargé de mission auprès du Directeur d'ERDF en Alsace – Franche-Comté. Parrainé par la CFE-CGC, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis septembre 2004, date à laquelle EDF était encore un établissement public industriel et commercial (EPIC).

Philippe Maïssa. Né le 21 novembre 1949 à Nice (France), Philippe Maïssa est diplômé de l'École nationale supérieure des industries chimiques de Nancy. Après avoir occupé des postes dans l'industrie chimique, puis au Centre d'études et recherches de Charbonnages de France, il entra à EDF en 1994. Il est actuellement ingénieur dans le domaine de la combustion et des chaudières au Centre d'ingénierie thermique d'EDF. Parrainé par la CGT, élu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Marie-Hélène Meyling. Née le 30 octobre 1960 à Fontainebleau (France), Marie-Hélène Meyling est diplômée en communication (Université Paris V). Elle rejoignit EDF en 1982 pour exercer différentes fonctions dans le domaine de la communication. Elle s'orienta ensuite vers des activités liées à l'ouverture du marché de l'électricité ainsi qu'au soutien aux énergies renouvelables. Elle est actuellement attachée à la Direction Optimisation Amont/Aval et Trading d'EDF. Après avoir siégé quatre ans au Comité Central d'Entreprise d'EDF, elle est administratrice d'EDF, parrainée par la CFDT, depuis le 1er septembre 2011.

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 occupa la fonction de Secrétaire du Comité mixte à la production d'EDF Recherche et Développement durant cinq années. Depuis mars 1991, il est ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF (Centre des Renardières) et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique dans le domaine des bâtiments industriels. Parrainé par la CGT, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis novembre 2007.

Maxime Villota. Né le 25 novembre 1959 à Jœuf (France), Maxime Villota entra en 1981 à EDF. Il débuta sa carrière à la centrale nucléaire de Dampierre-en-Burly avant de rejoindre la centrale nucléaire du Tricastin en 1987 où il est aujourd'hui coordinateur politique achats. Il exerce des responsabilités syndicales au sein de la Fédération CGT Mines Énergie. Parrainé par la CGT, réélu en mai 2009, il est administrateur d'EDF depuis décembre 2006.

14.2 Comité exécutif

14.2.1 Composition du Comité exécutif

Le Président-Directeur Général a souhaité s'entourer d'un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe ainsi que la finance, le juridique et les ressources humaines (voir section 16.3 (« Organes créés par la Direction Générale »)).
À la date de dépôt du présent document de référence, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonction
Henri Proglio	Président-Directeur Général
Vincent de Rivaz	Directeur Général d'EDF Energy
Marianne Laigneau	Directeur des Ressources humaines du groupe EDF
Pierre Lederer	Directeur Exécutif Groupe Commerce, Optimisation et Trading
Hervé Machenaud	Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie
Jean-Louis Mathias	Directeur Exécutif Groupe Coordination des activités France, IT, Gaz et Énergies Renouvelables
Thomas Piquemal	Directeur Exécutif Groupe Finances
Alain Tchernonog	Secrétaire Général

Denis Lépée, Conseiller du Président, est Secrétaire du Comité exécutif.

14.2.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Marianne Laigneau, 47 ans, ancienne élève de l'École normale supérieure de Sèvres et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégée de lettres classiques et diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris. Marianne Laigneau est conseillère d'État. À sa sortie de l'ENA, Marianne Laigneau intégra le Conseil d'État et fut notamment conseillère juridique du ministère de la Coopération, chargée de mission pour la coopération internationale au Commissariat à la réforme de l'État, rapporteur de la Commission de déontologie, discipline budgétaire et financière, membre des missions électorales de l'ONU au Mozambique et de l'Union européenne à Gaza. En 1997, elle fut détachée au ministère des Affaires étrangères et occupa le poste de premier conseiller à l'ambassade de France à Tunis chargée des négociations, des affaires politiques, communautaires et juridiques et de la communication. De 2000 à 2002, au sein du Conseil

d'État, elle fut notamment chargée de mission auprès de la directrice de l'ENA, conseillère juridique du ministère de la Culture, maîtresse de conférence de droit public à l'ENA. En 2003, Marianne Laigneau rejoignit Gaz de France comme Chef du service des Affaires Institutionnelles à la Direction Générale, puis en septembre 2004 devint Déléguée aux Affaires publiques. Elle a rejoint le groupe EDF en 2005 comme Directeur Juridique puis Secrétaire Général adjoint et est devenue en 2007 Secrétaire Général, membre du Comex. Nommée Directeur Délégué Ressources Humaines Groupe en janvier 2010, Marianne Laigneau est membre du Comité exécutif d'EDF depuis le 1er décembre 2010 et est actuellement Directeur des Ressources Humaines Groupe.

Pierre Lederer, 63 ans, diplômé de sciences physiques et de mathématiques. Pierre Lederer intégra EDF en 1974 où il occupa différentes responsabilités au service des Études Économiques Générales, au service des Mouvements d'Énergie et au service de la Production Thermique. Il fut nommé Chef du Service des Études Économiques Générales en 1992, Directeur de la Stratégie en 1996, puis Directeur au Pôle Industrie du Groupe en 1999. Il rejoignit en 2000 le Directoire exécutif d'EnBW, troisième énergéticien allemand, alors détenu à hauteur de 45 % par EDF, et devint Vice-président du Directoire en 2007. En qualité de *Chief Operating Officer,* il pilota notamment 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. En février 2009, Pierre Lederer a été nommé Directeur Général Adjoint d'EDF, en charge du Commerce. Il s'est attaché à redéfinir les objectifs stratégiques de la Direction Commerce : satisfaire le client, placer l'efficacité énergétique au cœur du métier, accompagner les clients dans la réduction des émissions de CO_2, développer les téléservices énergétiques. Pierre Lederer est actuellement Directeur Exécutif Groupe Commerce, Optimisation et Trading.

Hervé Machenaud, 64 ans, ancien élève de l'École polytechnique (1968), ingénieur des Ponts et Chaussées, diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris (1973). Hervé Machenaud commenca sa carrière au ministère du Plan de la Côte-d'Ivoire en 1973 comme Directeur de la Division d'Aménagement urbain, puis effectua différentes missions pour la Banque mondiale sur le continent africain avant de regagner la France en 1978 comme ingénieur des Ponts et Chaussées en Ille-et-Vilaine. Hervé Machenaud rejoignit le groupe EDF en 1982 en tant que Directeur adjoint de l'aménagement de la centrale nucléaire de Paluel. De 1984 à 1989, il s'est occupé du développement du Groupe en Chine, notamment pour ce qui concernait la construction et le démarrage de la centrale nucléaire de Daya Bay. Entre 1990 et 1995, Hervé Machenaud occupa les fonctions de Directeur du Centre National d'Équipement Nucléaire (CNEN), chargé des programmes nucléaires français et internationaux du Groupe. À ce titre, il pilota la conception, la construction et le démarrage du palier N4 (centrales nucléaires de Chooz et de Civaux), le palier N4 étant à ce jour le plus avancé au monde et doté d'une conduite assistée par ordinateur restée unique. De 1995 à 1998, il fut Directeur adjoint de l'Équipement d'EDF, chargé des Ressources, de la Gestion et du Développement International. De 1998 à 2002, il occupa successivement les fonctions de Directeur de la Production et du Transport d'EDF, puis de Directeur adjoint du Pôle Industrie. De 2002 à 2010, il fut, depuis Pékin, Directeur de la Direction Asie-Pacifique d'EDF, son rôle étant de valoriser le savoir-faire industriel, en particulier nucléaire, du Groupe et de lui assurer l'accès aux innovations technologiques en Chine, au Japon, en Inde et dans la région du Grand Mékong. Il conduisit notamment les projets de joint-venture dans les domaines nucléaires (Taishan), thermiques (Sanmenxia), hydrauliques et éoliens, en Chine, au Vietnam (centrale de Phu My), au Laos (barrage de Nam Theun). Hervé Machenaud est actuellement Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie et Directeur Asie-Pacifique.

Jean-Louis Mathias, 64 ans, diplômé de l'École polytechnique, de l'École nationale de la statistique et de l'administration économique (ENSAE) et du Centre de perfectionnement aux affaires (CPA) et licencié en sociologie. Après avoir exercé à partir de juin 2002 les fonctions de Directeur Général Adjoint du groupe Gaz de France, il rejoignit EDF en septembre 2004, en tant que conseiller du Président. En novembre 2004, il fut nommé Directeur Général Délégué. Jean-Louis Mathias est actuellement Directeur Exécutif Groupe Coordination des activités France, IT, Gaz et Énergies Renouvelables.

Thomas Piquemal, 42 ans, diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC). Thomas Piquemal débuta sa carrière en 1991 au sein du cabinet d'audit Arthur Andersen. En 1995, il rejoignit le Département Fusions-Acquisitions de la banque Lazard Frères. Dans ce cadre, il participe aux grandes opérations financières et stratégiques de Veolia, notamment la restructuration du capital de l'entreprise et le rapprochement EDF-Dalkia. En 2008, il prit la responsabilité à Londres du partenariat stratégique signé entre Lazard et le fonds d'investissement américain Apollo. En janvier 2009, Thomas Piquemal rejoignit Veolia Environnement en qualité de Directeur Général adjoint en charge des Finances et intégra le Comité exécutif du groupe. À ce titre, il s'est attaché à la réduction de la dette à travers notamment un plan de cession d'actifs. Il a piloté par ailleurs, aux côtés de la Caisse des dépôts et consignations, le rapprochement de leurs filiales respectives Transdev et Veolia Transport, pour créer un leader mondial du transport collectif des voyageurs et de la mobilité durable. Thomas Piquemal a fondé en 2008, aux côtés de Christophe Tiozzo, triple champion du monde de boxe, l'« Académie Christophe Tiozzo », avec pour objectif de favoriser l'insertion sociale et professionnelle des jeunes issus des quartiers dits « sensibles ». Thomas Piquemal est actuellement Directeur Exécutif Groupe Finances.

Vincent de Rivaz, 58 ans, ingénieur diplômé de l'École nationale supérieure d'hydraulique de Grenoble. Vincent de Rivaz débuta sa carrière au sein du groupe EDF en 1977 comme ingénieur hydraulicien du Département Ingénierie Externe, participant à la construction d'ouvrages hydroélectriques en Afrique, Guyane et Nouvelle-Calédonie. De 1985 à 1991, il fut responsable de la région Extrême-Orient à la Direction Internationale et œuvra au développement du Groupe en Chine, dans les domaines nucléaire, thermique, hydraulique et distribution. Entre 1991 et 1994, il fut Directeur du Centre National d'Équipement Hydraulique d'EDF, en charge de l'ingénierie des projets hydrauliques du groupe EDF, en France et à l'étranger, et pilota notamment le démarrage du projet de Nam Theun II au Laos. En 1995, il fut nommé Directeur adjoint de la Direction Internationale puis en devint le Directeur des Grands Projets. À ce titre, il assura le développement des projets d'investissement d'EDF dans les IPP notamment en Chine, en Égypte, au Mexique, au Vietnam et au Laos ainsi que les acquisitions de sociétés en Pologne, en Suisse, et en Angleterre, dont London Electricity en 1998. En 1999, Vincent de Rivaz fut nommé Directeur Délégué de la Direction Financière puis devint en 2000 le Directeur des Stratégies et Opérations Financières. Nommé Président-Directeur Général du LE Group en Angleterre en février 2002, il dirigea les opérations d'acquisition et d'intégration de la société Seaboard, avec l'ancien London Electricity et les réseaux de l'Est de l'Angleterre, créant EDF Energy en 2003. Depuis 2007, il conduit le dévelop-

pement du Nouveau Nucléaire d'EDF en Grande-Bretagne. En 2008 et 2009, l'acquisition puis l'intégration de British Energy, le grand opérateur nucléaire britannique, font d'EDF Energy le leader sur le marché de l'électricité britannique. En 2010, il dirige la mise en œuvre de la cession de l'activité des réseaux de distribution d'EDF Energy. Vincent de Rivaz est actuellement Directeur Général d'EDF Energy.

Alain Tchernonog, 67 ans, docteur d'État en droit, diplômé de l'Institut d'administration d'entreprises. Alain Tchernonog commença sa carrière en 1972 en qualité de juriste en droit international au Centre national d'études spatiales (CNES) avant de devenir, en 1974, chef du service juridique de l'ANVAR. De 1979 à 1990, il fut Directeur du Département des contrats de Roussel-UCLAF. À partir de 1990, il occupa les fonctions de Directeur Juridique au sein du groupe Pierre Fabre (1990-1995), puis de la Compagnie Générale d'Entreprises Automobiles (1995-2000). En 2001, il intégra le groupe Veolia Environnement comme Directeur Juridique, puis devint Secrétaire Général en janvier 2007. Alain Tchernonog est actuellement Secrétaire Général du Groupe.

Denis Lépée. 43 ans, diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris, licencié en histoire. Denis Lépée a été conseiller du Secrétaire Général du Rassemblement Pour la République de 1995 à 1997, puis Directeur de cabinet du Président du conseil général de l'Oise de 1998 à 2003. Il a ensuite rejoint Veolia Environnement avant de devenir en 2007 chargé de mission auprès d'Henri Proglio, Président-Directeur Général. Denis Lépée a rejoint EDF le 25 novembre 2009 comme Conseiller auprès du Président. Il est également l'auteur de quatre romans et de plusieurs biographies. Denis Lépée est actuellement Conseiller du Président et Secrétaire du Comité exécutif du Groupe.

14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale

14.3.1 Absence de liens familiaux

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

14.3.2 Absence de condamnation pour fraude

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années au moins : (i) d'une condamnation pour fraude, (ii) d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation ou (iii) d'une incrimination ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années au moins.

14.3.3 Conflits d'intérêts

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document de référence aucun conflit d'intérêt potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir section 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »)), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps, de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant du Code de déontologie boursière figurant à la section 16.5 (« Code de déontologie boursière »).

En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des parts de fonds communs de placement du Plan d'Épargne Entreprise du groupe EDF investis en actions EDF, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, sont soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

15.

Rémunération et avantages

15.1 Rémunération des mandataires sociaux **248**

15.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général **248**

15.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération 248

15.1.1.2 Fixation de la rémunération fixe et variable au titre des exercices 2010 et 2011 248

15.1.1.3 Autres éléments de rémunération 249

15.1.2 Rémunération globale des administrateurs **249**

Enveloppe et répartition des jetons de présence 249

15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages **250**

15.3 Options de souscription ou d'achat d'actions – Actions gratuites **250**

15.1 Rémunération des mandataires sociaux

Les rémunérations et avantages de toutes natures versés durant l'exercice 2011 aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés contrôlées sont détaillés ci-dessous.

Les tableaux figurant ci-après ont été établis selon le format préconisé par le code consolidé de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

15.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général

Le tableau ci-dessous présente les rémunérations de toutes natures dues et versées au Président-Directeur Général au titre des exercices 2010 et 2011.

La part variable de la rémunération du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2009, versée en 2010, a été déterminée *prorata temporis* à compter de la nomination de M. Proglio en qualité de Président-Directeur Général le 25 novembre 2009.

La part variable de la rémunération du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2010, versée en 2011, a été calculée sur la base d'une année pleine.

Comme indiqué à la section 15.3, le Président-Directeur Général ne bénéficie pas d'options de souscription ou d'achat d'actions ni d'actions de performance.

Tableau récapitulatif des rémunérations du dirigeant mandataire social(1)

	Exercice 2011		Exercice 2010	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Henri Proglio, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 101 370
Rémunération variable	588 000(2)	555 708	555 708	52 307(3)
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Jetons de présence	n/a	n/a	n/a	10 000(4)
Avantages en nature(5)	4 820	4 820	4 820	5 187
TOTAL	**1 592 820**	**1 560 528**	**1 560 528**	**1 168 864**

n/a : non applicable

(1) Tableau nº 2 de la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

(2) La part variable de la rémunération au titre de l'exercice 2011, fixée par le Conseil d'administration du 5 avril 2012, sera versée courant 2012.

(3) Part variable de la rémunération au titre de l'exercice 2009 (à compter de la nomination de Monsieur Henri Proglio en qualité de Président-Directeur Général) versée courant 2010.

(4) Jetons de présence dus au titre de l'exercice 2009 (jusqu'à la nomination de M. Henri Proglio en qualité de Président-Directeur Général) versés en 2010.

(5) Ces avantages en nature consistent en la mise à disposition d'un véhicule de fonction et l'avantage en nature énergie.

15.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération

En application de l'article 3 du décret nº 53-707 du 9 août 1953 et de l'article L. 225-47 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération de M. Henri Proglio sont fixés par le Conseil d'administration de la Société, sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations approuvée par le Ministre en charge de l'économie et le Ministre en charge de l'énergie.

15.1.1.2 Fixation de la rémunération fixe et variable au titre des exercices 2010 et 2011

Rémunérations au titre de l'exercice 2010

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations approuvée par le Ministre en charge de l'économie et le Ministre en charge de l'énergie, le Conseil d'administration réuni le 10 février 2010 a fixé à 1 million d'euros la part fixe de la rémunération annuelle brute du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2010.

À cette part fixe pouvait s'ajouter une part variable plafonnée à 60 % de ce montant, composée d'une part quantitative de 70 % et d'une part qualitative de 30 %, subordonnée à la réalisation d'objectifs définis par le Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 18 mai 2010 avait décidé de subordonner la part quantitative de la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général à la réalisation d'objectifs chiffrés reposant notamment sur l'EBITDA, le ratio de gestion de la dette, le *free cash flow* diminué des investissements financiers nets de cession et le coefficient de disponibilité (Kd), selon des pondérations déterminées par le Conseil. En application de ces critères, le Conseil d'administration réuni le 24 mai 2011, sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations approuvée par le Ministre en charge de l'économie et le Ministre en charge de l'énergie le 2 mai 2011, a fixé à 555 708 euros la part variable de la rémunération 2010 du Président-Directeur Général.

Rémunérations au titre de l'exercice 2011

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations du 14 mars 2011 approuvée par le Ministre en charge de l'économie et le Ministre en charge de l'énergie le 2 mai 2011, le Conseil d'administration réuni le 24 mai 2011 a fixé à 1 million d'euros la part fixe de la rémunération annuelle brute du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2011.

À cette part fixe pouvait s'ajouter une part variable plafonnée à 60 % de ce montant, composée d'une part quantitative de 70 % et d'une part qualitative de 30 %, subordonnée à la réalisation d'objectifs définis par le Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 24 mai 2011 avait décidé de subordonner la part quantitative de la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général à la réalisation d'objectifs chiffrés reposant notamment sur l'EBITDA, le *free cash flow*, le ratio dette nette / EBITDA et le coefficient de disponibilité du parc nucléaire (Kd), selon des pondérations déterminées par le Conseil. En application de ces critères, le Conseil d'administration réuni le 5 avril 2012, sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations approuvée par le Ministre en charge de l'économie le 23 mars 2012, a fixé à 588 000 euros la part variable de la rémunération 2011 du Président-Directeur Général.

15.1.1.3 Autres éléments de rémunération

Le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jeton de présence.
La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au dirigeant mandataire social en 2011, et aucune option n'a été exercée par lui au cours de l'exercice.

De même, aucune action de performance n'a été attribuée au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune action de performance n'est devenue disponible.

Par ailleurs, M. Henri Proglio ne bénéficie pas de régime spécifique de retraite de la part d'EDF et n'a reçu aucune prime d'arrivée, ni ne bénéficie d'une indemnité liée à la cessation de ses fonctions au sein de la Société.

Enfin, M. Henri Proglio n'a pas conclu de contrat de travail avec la Société.

15.1.2 Rémunération globale des administrateurs

Le tableau ci-dessous fait apparaître le montant des jetons de présence versés en 2010 et 2011 aux membres du Conseil d'administration.

Les montants versés au cours d'un exercice correspondent aux sommes dues au titre du premier semestre de cet exercice et au titre du second semestre de l'exercice précédent.

Tableau des jetons de présence versés aux administrateurs

	2011	2010
Philippe Crouzet	32 000	16 000
Mireille Faugère	34 000	18 000
Michaël Jay	29 000	17 000
Bruno Lafont	20 000	26 000
Pierre Mariani	32 000	20 000
Henri Proglio[1]	n/a	10 000
TOTAL (EN EUROS)	**147 000**	**107 000**

(1) Jusqu'à sa nomination en qualité de Président-Directeur Général le 25 novembre 2009.

Par ailleurs, MM. Dangeard, Foundoulis et Moreau, administrateurs jusqu'au 22 novembre 2009, avaient perçu début 2010 des jetons de présence pour des montants respectifs de 15 250 euros, 13 000 euros et 11 750 euros.

Enveloppe et répartition des jetons de présence

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, et le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jeton de présence.

Le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires le montant de l'enveloppe des jetons de présence à allouer ensuite aux administrateurs suivant la répartition décidée par le Conseil d'administration.

L'Assemblée générale du 24 mai 2011, sur proposition du Conseil d'administration, a approuvé un montant de 200 000 euros pour l'enveloppe annuelle des jetons de présence pour l'exercice 2011 et les exercices ultérieurs, et ce jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée.

Depuis 2005, le montant des jetons de présence versés est lié à l'assiduité aux séances du Conseil d'administration et au sein des Comités spécialisés. Le Conseil d'administration du 22 juin 2011, sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, a fixé les nouvelles modalités de répartition de l'enveloppe annuelle des jetons de présence applicables à compter de l'exercice 2011. Le montant total de l'enveloppe se répartit entre une part fixe et une part variable de 100 000 euros chacune, réparties comme suit :

- la part fixe de 100 000 euros est partagée de manière égale entre des administrateurs, soit un montant de 20 000 euros chacun ;
- la répartition de la part variable de 100 000 euros entre les administrateurs est déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 2 pour la présence d'un Président à une réunion de Comité, et enfin un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité. La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient.

15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages

Les mandataires sociaux ainsi que les membres du Comité exécutif de la Société ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite.

15.3 Options de souscription ou d'achat d'actions – Actions gratuites

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions[1] (ou « actions de performance »).

(1) À l'exception, le cas échéant, des administrateurs élus par les salariés, qui peuvent bénéficier des dispositifs mis en place par la Société au profit de l'ensemble de ses salariés.

16.

Fonctionnement des organes d'administration et de direction

16.1 Code de gouvernement d'entreprise 254

16.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 254

16.2.1 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 254

16.2.1.1 Composition du Conseil 254

16.2.1.2 Durée du mandat des administrateurs 254

16.2.1.3 Obligations et devoirs des administrateurs 255

16.2.1.4 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général 255

16.2.1.5 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration 255

16.2.1.6 Évaluation de l'indépendance des administrateurs 256

16.2.1.7 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration 256

16.2.1.8 Information et formation des administrateurs 256

16.2.1.9 Rémunération 256

16.2.2 Activité du Conseil d'administration en 2011 256

16.2.3 Les Comités du Conseil d'administration 257

16.2.3.1 Comité d'audit 257

16.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires 258

16.2.3.3 Comité de la stratégie 258

16.2.3.4 Comité d'éthique 258

16.2.3.5 Comité des nominations et des rémunérations 259

16.3 Organes créés par la Direction Générale 259

16.4 Démarche éthique 259

16.5 Code de déontologie boursière 260

16.6 Rapport du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce 260

16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction

Code de gouvernement d'entreprise

16.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF révisé en avril 2010, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce [1], sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, concernent notamment la composition du Conseil d'administration en trois collèges (voir sections 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration ») et 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »)) et son impact sur la proportion d'administrateurs indépendants au sein du conseil (voir section 16.2.1.6 (« Évaluation de l'indépendance des administrateurs »)), les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir section 15.1.1.1 (« Modalités de détermination de la rémunération »)), la durée de 5 ans des mandats des administrateurs et le renouvellement en bloc du Conseil d'administration (voir section 16.2.1.2 (« Durée du mandat des administrateurs »)), ou encore les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale (voir section 16.2.1.4 (« Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général »)).

16.2 Fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général. Ce règlement intérieur est revu, en tant que de besoin, pour tenir compte en particulier des évolutions légales et réglementaires.

16.2.1 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

16.2.1.1 Composition du Conseil

Conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration de la Société est composé de dix-huit membres dont un tiers est élu par les salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

À la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration comprend 6 administrateurs élus par les salariés, 6 administrateurs représentant l'État et 6 administrateurs nommés par l'Assemblée générale.

La liste des administrateurs et les renseignements personnels les concernant figurent à la section 14.1 (« Conseil d'administration »).

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société ainsi que la Secrétaire du Comité Central d'Entreprise assistent aux réunions du Conseil d'administration, sans voix délibérative.

Un décret du 23 mars 2012 a institué un Commissaire du Gouvernement, désigné auprès d'EDF par le Ministre en charge de l'énergie. Le Commissaire du Gouvernement assiste avec voix consultative aux séances du Conseil d'administration de la Société et de ses comités. Il peut présenter des observations à l'Assemblée générale.

Représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration

En application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, EDF, en tant que société anonyme cotée en bourse et entreprise publique, est soumise, d'une part, aux dispositions applicables aux sociétés cotées (pour ce qui concerne le collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale) et, d'autre part, aux dispositions applicables aux entreprises publiques (pour le collège des administrateurs nommés par décret).

Conformément à la loi précitée, la proportion des administrateurs de chaque sexe nommés par l'Assemblée générale ne pourra être inférieure à 20 % à compter de 2014 [2] puis à 40 % à compter de 2017 [3].

Par ailleurs, la proportion des administrateurs de chaque sexe nommés par décret ne pourra être inférieure à 20 % après le premier renouvellement du Conseil d'administration suivant la publication de la loi, soit en 2014 pour EDF, et elle ne pourra être inférieure à 40 % lors du deuxième renouvellement du Conseil d'administration, soit en 2019.

À la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration d'EDF compte trois femmes, l'une appartenant au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale et les deux autres appartenant au collège des administrateurs représentant les salariés.

16.2.1.2 Durée du mandat des administrateurs

Conformément à l'article 11 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, 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 d'administration renouvelé, le Conseil étant renouvelé en bloc au terme des 5 ans. En conséquence, les mandats des administrateurs actuels expireront le 22 novembre 2014 à minuit.

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.

(1) Le Conseil d'administration de la Société, après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, avait dès le 17 décembre 2008 exprimé son accord sur ces recommandations, considérant qu'elles s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF et qu'elles étaient déjà mises en œuvre par la Société.

(2) Soit à l'issue de la première assemblée générale qui suit le 1er janvier de la 3e année suivant l'année de publication de ladite loi.

(3) Soit à l'issue de la première assemblée générale qui suit le 1er janvier de la 6e année suivant celle de publication de ladite loi.

En cas de vacance d'un siège d'administrateur élu par l'Assemblée générale, une Assemblée générale doit être convoquée pour procéder à une nouvelle nomination sur proposition du Conseil d'administration, la cooptation n'étant pas autorisée pour EDF.

Conformément à l'article 12 de la loi de démocratisation du service public, les administrateurs représentant l'État peuvent être révoqués à tout moment par décret, les administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire, et enfin les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du Tribunal de Grande Instance rendue en la forme d'un référé à la demande de la majorité des membres du Conseil.

16.2.1.3 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil des situations de conflit d'intérêts et s'abstenir de participer au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF. Les membres du Conseil et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Chaque administrateur reçoit un guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, Code de déontologie boursière (voir section 16.5 (« Code de déontologie boursière ») ci-après), code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF.

16.2.1.4 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général

Il résulte des statuts d'EDF que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Il est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration et peut être révoqué par décret conformément à l'article 10 de la loi de démocratisation du service public.

En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. Henri Proglio a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public et des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social.

Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

En outre, à titre de règle interne, le Président-Directeur Général exerce ses pouvoirs dans les limites prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration (voir section 16.2.1.5 ci-dessous).

16.2.1.5 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la loi de démocratisation du secteur public, le Conseil 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 de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 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 dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; en 2011, le Conseil a fixé à (i) 500 millions d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et à (ii) 5 milliards d'euros le montant nominal unitaire de certaines opérations financières ;
- 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) et 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;
- les opérations du cycle du combustible nucléaire et, 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 fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture des engagements nucléaires, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Enfin, en application de la loi du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, le Conseil d'administration doit délibérer annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

16.2.1.6 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration. Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration comporte, sur un total de 18 membres, 12 administrateurs dont 6 représentent l'État et 6 représentent les salariés, qui ne peuvent pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF.

Lors d'une réunion conjointe du 9 janvier 2012, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 24 janvier 2012, à l'évaluation de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a confirmé la qualification d'indépendants de M^me^ Faugère et de MM. Crouzet, Jay, Lafont et Mariani, ces administrateurs n'entretenant pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction, de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement.

À la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration de la Société compte donc 5 administrateurs indépendants sur un total de 18 membres.

16.2.1.7 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

En 2010, un cabinet externe spécialisé a été mandaté pour mener cette évaluation, dont les résultats ont été examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil d'administration lors de sa séance du 21 janvier 2011.

En 2011, l'évaluation annuelle a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire, validé par le Conseil d'administration sur proposition du Comité d'éthique. Des résultats de cette évaluation examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil du 24 janvier 2012, il ressort une satisfaction accrue des administrateurs quant à la mise en œuvre des règles de bonne gouvernance par la Société. La qualité de l'association de l'ensemble du Conseil d'administration à la réflexion stratégique du Groupe a de nouveau été saluée, de même que l'articulation des rôles entre les Comités spécialisés et le Conseil.

16.2.1.8 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, le Conseil reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est préparé pour chaque séance du Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

16.2.1.9 Rémunération

Les principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations du mandataire social et les modalités de répartition des jetons de présence, ainsi que les montants versés aux administrateurs en 2011, sont détaillés au chapitre 15 du présent document de référence.

16.2.2 Activité du Conseil d'administration en 2011

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Au cours de l'exercice 2011, le Conseil d'administration s'est réuni 11 fois et 31 réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Les séances du Conseil ont duré en moyenne trois heures, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 85,4 % pour 2011.

En 2011, le Conseil d'administration a examiné et autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets majeurs tels que la proposition à l'Assemblée générale de nomination

des Commissaires aux comptes titulaires et suppléants de la Société pour la période 2011-2016, après avis du Comité d'audit, la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF, l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange portant sur les actions EDF Énergies Nouvelles non détenues par EDF, les projets éoliens Austro (324 MW) au Mexique et Spinning Spur (161 MW) aux États-Unis, portés par EDF Énergies Nouvelles, la réalisation d'un projet de terminal méthanier à Dunkerque par Dunkerque LNG et l'engagement d'EDF en tant que souscripteur de capacités dans le terminal, la cession par EDF International de sa participation dans Constellation Energy Group, le partenariat conclu avec General Electric relatif au développement d'un cycle combiné à gaz de nouvelle génération, la construction en Pologne d'une centrale à charbon supercritique à haut rendement (900 MW) et l'acquisition des participations d'EnBW dans les sociétés polonaises Ersa et Kogeneracja.

16.2.3 Les Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière. Ces comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les administrateurs membres de ces comités sont choisis par le Conseil d'administration. Le Président de chaque comité est désigné par le Conseil sur proposition des membres dudit comité.

Les Présidents des comités du Conseil sont, à la date de dépôt du présent document de référence :
- M. Pierre Mariani pour le Comité d'audit ;
- M. Philippe Crouzet pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- M. Henri Proglio pour le Comité de la stratégie ;
- Mme Mireille Faugère pour le Comité d'éthique ;
- M. Bruno Lafont pour le Comité des nominations et des rémunérations.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société est invité aux réunions des comités.

Les travaux des comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration.

16.2.3.1 Comité d'audit

Fonctionnement et composition

Le Comité d'audit exerce les missions qui lui sont dévolues conformément aux dispositions de l'ordonnance n° 2008-1278 du 8 décembre 2008 qui a transposé en droit français la huitième directive européenne du 17 mai 2006 sur le contrôle légal des comptes.

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'un membre au moins du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration.

Lors d'une réunion conjointe du 14 janvier 2011, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de M. Mariani et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 21 janvier 2011 a constaté que M. Mariani présente des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'AMF dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010, et qu'il répond donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance (voir section 16.2.1.6 ci-avant), conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce. Le 24 janvier 2012, le Conseil d'administration a confirmé la qualité d'indépendant de M. Mariani.

Le Comité d'audit est présidé par M. Mariani, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres du Comité sont MM. Comolli et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que Mme Meyling et MM. Grillat et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Mme Meyling a été nommée par le Conseil d'administration du 28 septembre 2011 membre du Comité d'audit en remplacement de M. Pesteil.

Le Président-Directeur Général assiste aux réunions du Comité qui ont pour objet l'examen des comptes annuels et semestriels et le budget.

Le Comité d'audit s'est réuni 7 fois en 2011. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 81 %.

Missions

Le Comité examine et donne son avis, avant examen par le 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, l'examen chaque semestre de la cartographie des risques du Groupe et des méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation, déploiement 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 le 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 ;
- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes, en s'assurant de leur indépendance, et les honoraires qui leur sont versés ;
- l'examen des aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir section 16.2.1.5 (« Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ci-avant).

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, le Directeur de l'Audit et du Contrôle des Risques Groupe.

Activité en 2011

En 2011, le Comité d'audit a examiné des sujets qui relèvent spécifiquement de ses missions (états financiers semestriels et annuels, communiqués de presse y afférents, communiqués sur le chiffre d'affaires trimestriel, cartographie des risques, synthèse des audits internes et programme d'audit). Il a également examiné les premiers éléments d'analyse de l'impact pour EDF de l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011.

16.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) est présidé par M. Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont MM. Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que Mme Meyling et M. Villota, administrateurs élus par les salariés.

Mme Meyling a été nommée par le Conseil d'administration du 28 septembre 2011 membre du Comité de suivi des engagements nucléaires en remplacement de M. Pesteil.

Le CSEN s'est réuni 3 fois en 2011. Le taux de participation de ses membres s'est élevé à 86,7 %.

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement actif-passif et d'allocation stratégique, et de vérifier la conformité de la gestion des actifs 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 six[1] experts indépendants et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Activité en 2011

En 2011, le Comité a examiné en particulier le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés, l'état d'avancement du projet de stockage des déchets à moyenne et haute activité à vie longue (« MA-HAVL ») et la lettre d'actualisation 2011 du second rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires.

16.2.3.3 Comité de la stratégie

Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Proglio, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M. Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, MM. Abadie, Comolli et Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que Mme Meyling et MM. Grillat et Rignac, administrateurs élus par les salariés.

Mme Meyling a été nommée par le Conseil d'administration du 28 septembre 2011 membre du Comité de la stratégie en remplacement de M. Pesteil.

Le Président invite, depuis 2010, aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres.

Le Comité de la stratégie s'est réuni 8 fois en 2011. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 84,4 %.

Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le Conseil d'administration.

Activité en 2011

En 2011, le Comité a examiné en particulier la stratégie du Groupe dans les domaines nucléaire, thermique, hydraulique, en matière d'énergies renouvelables et de gaz, les orientations stratégiques de la Direction Commerce d'EDF face aux enjeux concurrentiels et environnementaux du marché de l'électricité et les réalisations 2010-2011 du Groupe en matière de recherche et développement.

16.2.3.4 Comité d'éthique

Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par Mme Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont Mmes Chabauty et Meyling ainsi que MM. Maïssa et Grillat, administrateurs élus par les salariés.

Mme Meyling a été nommée par le Conseil d'administration du 28 septembre 2011 membre du Comité d'éthique en remplacement de M. Pesteil. M. Van de Maele, administrateur représentant l'État, était membre du Comité jusqu'en février 2012.

Le Comité d'éthique s'est réuni 8 fois en 2011. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 81,3 %.

Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ainsi que celui de l'Inspecteur général de la gouvernance du secteur régulé.

De plus, le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités, et dirige tous les trois ans une évaluation formalisée des travaux du Conseil et de ses Comités, confiée à un consultant externe (voir la section 16.2.1.7 (« Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration ») ci-avant).

(1) Désignés le 26 octobre 2010 par le Conseil d'administration pour 3 ans.

Activité en 2011

En 2011, le Comité d'éthique a notamment étudié la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF, la politique de compétences du Groupe et la politique d'EDF en faveur des clients démunis. Par ailleurs, le Comité visite périodiquement des sites opérationnels afin d'appréhender la mise en œuvre de l'accord de sous-traitance socialement responsable.

16.2.3.5 Comité des nominations et des rémunérations

Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M. Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, et M. Comolli, administrateur représentant l'État.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni 5 fois en 2011. Le taux de participation de ses membres s'est élevé à 86,7 %.

Missions

Le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués et émet un avis sur les propositions de rémunérations que le Président-Directeur Général lui soumet sur le salaire, la part variable et les rémunérations périphériques de chaque Directeur Général Délégué. Il adresse ses propositions et son avis, pour approbation, aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie, et le communique également au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il 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.

Activité en 2011

En 2011, le Comité a notamment examiné la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général au titre de 2010, ainsi que sa rémunération annuelle brute et les critères de calcul de sa rémunération variable au titre de 2011. Il a également examiné l'enveloppe des jetons de présence des administrateurs pour 2011 et proposé de nouvelles modalités de répartition applicables à compter de 2011 (voir la section 15.1 (« Rémunération des mandataires sociaux ») ci-avant).

16.3 Organes créés par la Direction Générale

Le Président-Directeur Général a souhaité s'entourer d'un Comité exécutif, dont la composition a été remaniée courant 2010, au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe ainsi que la finance, le juridique et les ressources humaines.

Ce Comité est une instance de réflexion, d'échange stratégique et de concertation sur les sujets transverses du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion à et l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets Groupe d'investissement ou de désinvestissement dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Afin de renforcer encore l'instruction et le suivi des projets, le Président-Directeur Général a créé en avril 2010 un Comité des engagements du Comité exécutif, qui examine de manière approfondie les projets ayant reçu une position de principe favorable du Comité exécutif, avant décision finale du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent document de référence, le Comité exécutif compte huit membres et un Secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent à la section 14.2 (« Comité exécutif »).

L'organisation de la Direction Générale a été complétée en avril 2010 par la création d'un Comité de Direction qui réunit, autour des membres du Comité exécutif, les principaux dirigeants internationaux du Groupe et les responsables de zones géographiques ainsi que des directeurs fonctionnels de la Société.

En novembre 2010, le Président-Directeur Général d'EDF a annoncé une évolution de l'organisation de la Direction Générale d'EDF afin d'accélérer la réalisation des synergies au niveau Groupe. Les trois métiers de la production, de l'aval et des réseaux se voient confier une mission renforcée dans le pilotage de l'activité et des synergies au niveau mondial, de façon transverse aux activités géographiques.

16.4 Démarche éthique

La démarche éthique d'EDF, présentée 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'un code de conduite, le Mémento éthique, centré sur cinq valeurs : respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité et exigence d'intégrité.

Le Mémento éthique développe les engagements éthiques du Groupe à l'égard des parties prenantes ainsi que ceux attendus des salariés. Les valeurs éthiques d'EDF fondent les politiques sociales, « sociétales » et environnementales de l'entreprise, particulièrement son adhésion au Pacte mondial de l'ONU, sa référence aux engagements internationaux fondamentaux ainsi que l'accord international EDF de Responsabilité

Sociale de l'Entreprise. La démarche est déployée par le management dans l'ensemble des Directions et sociétés du Groupe.

Un dispositif d'alerte éthique, mis en place en janvier 2004, permet d'interpeller au moyen d'une messagerie sécurisée le Délégué à l'éthique et à la déontologie sur toute question, alerte ou plainte à caractère éthique.

Plus récemment, en octobre 2011, un nouveau Code éthique Groupe a été entériné par le Comité de direction du Groupe après un travail avec chacune des filiales d'EDF. Ce Code est en cours de déclinaison dans la langue de chaque pays concerné et il sera ensuite diffusé et déployé dans tout le Groupe (voir la section 4.2.5 (« Éthique et vigilance »)).

16.5 Code de déontologie boursière

Le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie mis à jour en mars 2011 afin de tenir compte des recommandations de l'AMF de novembre 2010 et présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. En parallèle de la diffusion de ce Code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* pendant desquelles les initiés permanents ainsi que le personnel du Groupe ayant une connaissance précise des comptes de la Société avant leur publication doivent impérativement s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société.

Le Code rappelle également les obligations pesant sur les dirigeants de déclarer à l'AMF et à la Société les opérations effectuées sur les titres EDF (voir section 17.7 (« Participation des mandataires sociaux dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF »)).

16.6 Rapport du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce

Conformément aux 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, de la composition, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil, ainsi que des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société. Ce rapport est reproduit en annexe A du présent document de référence.

Le 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 est reproduit en annexe B.

17.

Salariés – Ressources Humaines

17.1 Développement des compétences 264
- 17.1.1 Effectifs du Groupe 264
- 17.1.2 Politique de formation et de mobilité 265

17.2 Égalité des chances 268
- 17.2.1 Alternance 268
- 17.2.2 Seniors 268
- 17.2.3 Diversité – non-discrimination 268

17.3 Santé et sécurité – qualité de vie au travail 269
- 17.3.1 Politique santé-sécurité 269
- 17.3.2 Qualité de vie au travail 270

17.4 Sous-traitance 271

17.5 Politique de rémunération globale 271
- 17.5.1 Politique salariale 271
- 17.5.2 Intéressement et participation 272
- 17.5.3 Plan d'épargne Groupe 272
- 17.5.4 Plan d'épargne pour la retraite collectif (« PERCO ») 272
- 17.5.5 Compte épargne temps (« CET ») 272
- 17.5.6 Actionnariat salarié 272
- 17.5.7 Options de souscription et/ou d'achat d'actions 272
- 17.5.8 Attributions gratuites d'actions 272

17.6 Politique de protection sociale 273
- 17.6.1 Le statut du personnel des Industries électriques et gazières 273
- 17.6.2 Protection sociale complémentaire 274
- 17.6.3 Dialogue social et représentation du personnel 274

17.7 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants 276
- 17.7.1 Participation des administrateurs 276
- 17.7.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société 276

EDF a clairement exprimé son ambition humaine autour d'un double projet économique et social, dans lequel la priorité absolue est donnée au développement des compétences.

Une stratégie ressources humaines (« RH ») confirmée autour de trois grandes priorités et partagée avec tous les métiers et sociétés du Groupe traduit cette ambition depuis 2010 :

- développer les compétences et notamment remettre l'humain au cœur du projet industriel en relançant « l'ascenseur social » par une politique de recrutement et de formation dynamisée ;
- faire de la reconnaissance, de la qualité de vie au travail et de la santé-sécurité des leviers de l'engagement de tous pour une performance durable, en maintenant l'engagement d'EDF en faveur de la qualité de vie au travail, de l'équilibre vie privée / vie professionnelle et de la diversité ;
- introduire davantage de diversité et renforcer une culture commune, en particulier parmi les managers et experts afin de construire un Groupe intégré, en France et à l'international, sur un socle social existant et solide.

La société RTE, auparavant consolidée par intégration globale dans les comptes consolidés d'EDF est, depuis le 31 décembre 2010, consolidée par mise en équivalence par suite des changements intervenus dans la gouvernance de la société (voir la section 6.2.2.1 (« Transport - RTE »)). Les données figurant dans la présente section ne comprennent donc pas, sauf indication contraire, les données relatives à RTE.

17.1 Développement des compétences

17.1.1 Effectifs du Groupe

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à 156 168 personnes au 31 décembre 2011, dont 103 954 pour EDF et ERDF et 52 214 pour les autres 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 :

	31 décembre					
	2009 (1)		2010 (2)		2011 (3)	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
EDF et ERDF (1)	96 220	64	96 571	64	103 954	67
Filiales (France et international)	54 278	36	53 449	36	52 214	33
TOTAL GROUPE	**150 498**	**100**	**150 020**	**100**	**156 168**	**100**

(1) Les effectifs d'EDF et ERDF incluent les salariés non soumis au statut des IEG au sein d'EDF et d'ERDF. Les effectifs d'ERDF comprennent, outre ses effectifs propres, les effectifs du service commun qui se décomposent en salariés 100 % électricité (27 872) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (8 898) avec une clé de répartition électricité/gaz de l'ordre de 75/25.

(2) Hors EnBW et RTE (pour mémoire, les effectifs de RTE s'élevaient en 2009 à 8 809 salariés et en 2010 à 8 822 salariés ; en 2011, RTE compte environ 8 348 salariés).

(3) Les effectifs 2011 intègrent pour la première année les médecins du travail, les personnes employées dans le cadre des diverses mesures d'ordre social (apprentis, contrats de professionnalisation) ainsi que les AMADOE, personnel mis à disposition d'organismes externes, soit, au 31 décembre 2011, 3 574 personnes pour EDF et 1 955 personnes pour ERDF.

Effectifs du Groupe en france

Concernant les deux principales sociétés du Groupe (EDF et ERDF), les effectifs globaux se sont stabilisés en 2010, après une période de diminution depuis le début des années 1990. On note pour 2011 une augmentation plus significative, notamment dans le domaine non régulé. Cette augmentation d'effectifs a été soutenue par un niveau d'embauches important, très supérieur au nombre de départs en retraite ; avec plus de 5 700 embauches et 3 500 départs en retraite, EDF et ERDF sont recruteurs net.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs du Groupe en France (part du Groupe pour les filiales en France) au cours des trois derniers exercices :

	31 décembre		
	2009	2010	2011 (1)
EDF – domaine non régulé :	61 439	62 201	67 184
Production et Ingénierie	33 976	35 173	36 569
Commerce	11 858	11 627	11 633
Fonctions centrales	11 537	11 590	11 624
Systèmes Énergétiques Insulaires	3 224	3 224	3 183
CDI et CDD non statutaires	844	587	4 175
ERDF – domaine régulé	34 781	34 370	36 770
Autres filiales France :	22 923	23 710	23 312
Électricité de Strasbourg, TIRU, EDF EN, SOCODEI, Fahrenheit, PEI (en 2011 uniquement)	5 526	6 134	5 331
Dalkia International	17 397	17 576	17 981
TOTAL FRANCE	**119 143**	**120 281**	**127 266**

(1) Les effectifs 2011 intègrent, pour la première année, les médecins du travail, les personnes employées dans le cadre des diverses mesures d'ordre social (apprentis, contrats de professionnalisation) ainsi que les AMADOE, personnel mis à disposition d'organismes externes, soit, au 31 décembre 2011, 3 574 personnes pour EDF et 1 955 personnes pour ERDF.

Effectifs du Groupe à l'international (filiales consolidées)

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations internationales retenues dans le périmètre de consolidation au cours des trois derniers exercices :

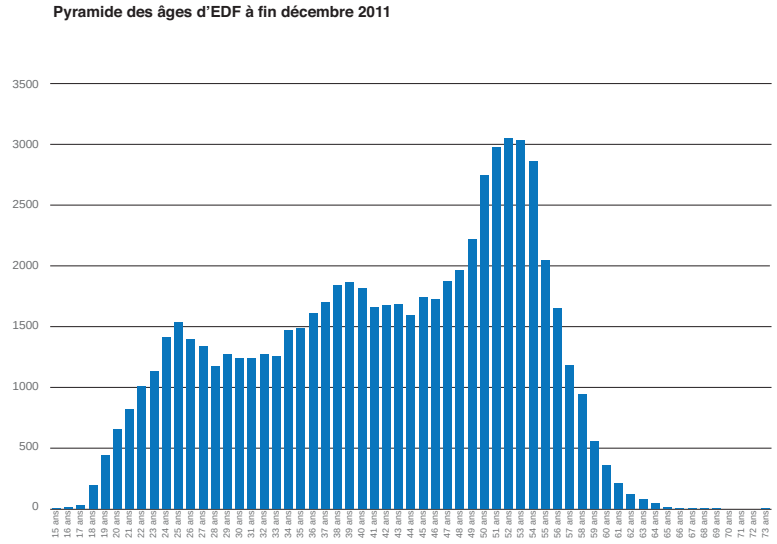
	Salariés 31 décembre		
	2009	2010	2011
EDF Energy (Royaume-Uni)	20 077	15 441	15 536
EDF Trading (Royaume-Uni)	822	888	904
Edison (Italie)	1 921	1 929	1 843
Autres filiales étrangères :	8 535	11 481	10 619
Europe de l'Est	6 491	6 421	5 606
Europe de l'Ouest et Méditerranée-Afrique	1 878	3 553	3 518
Asie-Pacifique	76	76	75
Amériques	90	1 431	1 420
TOTAL INTERNATIONAL	**31 355**	**29 739**	**28 902**

17.1.2 Politique de formation et de mobilité

Le groupe EDF est aujourd'hui confronté à de nouveaux défis :

- les métiers évoluent, en lien avec les enjeux technologiques, économiques, environnementaux du secteur de l'énergie, et avec les ambitions de développement du groupe EDF, en France et à l'international ;
- la reprise des investissements industriels dans toutes les filières et le développement des activités du Groupe à l'international intensifient les besoins de compétences ;
- plus de 20 % des effectifs d'EDF et ERDF pourraient partir à la retraite entre 2012 et 2016, dont une part importante des effectifs de maintenance et d'exploitation dans les métiers de production, d'ingénierie et de distribution. EDF et ERDF s'organisent pour répondre à cet enjeu :
  - par une augmentation significative des recrutements, qui devrait se poursuivre dans les 5 prochaines années pour faire face aux nombreux départs en retraite ;
  - avec la création de 13 Académies des métiers qui se déploient à la maille des grands métiers du Groupe (production nucléaire, thermique, hydraulique, ingénierie nucléaire, commerce et optimisation amont-aval, distribution d'électricité…) ;
  - par la redynamisation de la mobilité interne au sein d'EDF avec le projet ARC (Adaptation et Renouvellement des Compétences).

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges d'EDF au 31 décembre 2011 :



Recrutement et mobilité

Le recrutement et la mobilité au sein du Groupe sont des leviers essentiels pour assurer le renouvellement des compétences et accompagner les projets de développement du Groupe en France et à l'international. En 2011, le site *edfrecrute.com* s'est ouvert aux offres d'EDF Energy et le sera à d'autres pays européens en 2012.
Dans un marché du travail très concurrentiel, EDF et ERDF ont recruté, en 2011, plus de 5 700 salariés.

Ces recrutements concernent tous les grands métiers du Groupe, principalement la production (voir le tableau « Recrutements dans le nucléaire » ci-dessous) et la distribution d'électricité, mais également nos activités commerciales et la R&D. Les trois collèges (cadre, maîtrise, exécution) recrutent à parts quasi égales. Les nouveaux embauchés sont surtout de jeunes diplômés, mais EDF recrute aussi des profils plus expérimentés.

Recrutements dans le nucléaire

EDF/France	2008	2009	2010	2011
Direction Production Nucléaire	797	906	1 294	1 082
Direction Ingénierie Nucléaire	236	291	398	455
Direction Combustible Nucléaire	4	6	11	20
TOTAL	**1 037**	**1 203**	**1 703**	**1 557**

En incluant les recrutements ci-dessus en France, au niveau mondial, plus de 12 700 nouveaux collaborateurs ont rejoint le Groupe.

Concernant la mobilité, EDF et ERDF ont mis en place des dispositifs favorisant l'élaboration de parcours professionnels pour les salariés :
- un intranet a été mis en ligne début 2011 facilitant l'accès des salariés à l'information sur les parcours professionnels et sur les informations relatives à EDF, ERDF et RTE ;
- les offres d'emploi et de compétences des salariés sont visibles depuis 2007 dans un Système d'Information Emploi-Mobilité, qui permet de faire connaître aux recruteurs les offres de compétences (projets professionnels de salariés mobiles), de faire connaître aux salariés les offres de postes disponibles à court ou moyen terme. Fin décembre 2011, 774 appels à compétences sont en ligne (+ 53 % par rapport à fin 2010) et 1 135 offres de compétences sont proposées (- 3 % par rapport à 2010) ;
- tout au long de sa carrière, le salarié peut être accompagné, dans l'élaboration de son projet professionnel : des conseillers en parcours professionnels sont à la disposition des managers et de leurs collaborateurs. Le nombre de ces conseillers parcours s'accroît chaque année pour devenir aujourd'hui une vraie filière métier, prochainement professionnalisée au niveau Groupe ;
- par ailleurs, l'animation de la mobilité en région est un levier essentiel à la réussite des projets des salariés : environ trois quarts des mobilités s'effectuent en région. Sept Directeurs Régionaux de l'Emploi animent des comités réunissant les responsables RH en charge de la mobilité sur une région et organisent des forums emploi : les salariés y sont régulièrement invités à découvrir les métiers de l'entreprise et les emplois à pourvoir à court et moyen termes.

Enfin, la mise en œuvre d'une politique de mobilité internationale permet de mobiliser les compétences nécessaires au service des projets développés dans une trentaine de pays. Un extranet dédié à l'international et accessible à tous les salariés du groupe permet à la fois aux salariés désireux de travailler à l'international de se faire connaître des recruteurs, et à ces derniers de repérer des candidatures qui viennent compléter les viviers constitués dans chacune des filières métiers.

Formation

Le Groupe, qui opère dans des métiers de haute technicité, a toujours consacré un budget important à la formation de ses salariés. Le tableau ci-dessous illustre cet effort au sein du Groupe :

	2011	2010
Groupe		
% de la masse salariale consacrée à des actions de formation	7,0	6,4
Nombre d'heures de formation effectuées en moyenne par salarié	47	45
Dont France		
% de la masse salariale consacrée à des actions de formation	7,5	7,3
Nombre d'heures de formation effectuées en moyenne par salarié	50	45

Au sein d'EDF, le taux d'accès à la formation, comme le volume de formation par salarié, est élevé : 83 % des salariés ont suivi au moins une action de formation en 2011, durant 70 heures en moyenne.

Les managers du groupe en France bénéficient de cet effort renforcé de formation au travers des offres de l'Université Groupe du Management. Trois cursus de formation les accompagnent dans leur prise de responsabilité : 940 d'entre eux ont suivi en 2011 ces cursus, 1 500 en suivront un en 2012.

9 000 managers en France ont accès depuis décembre 2011 à une plateforme de formation à distance où ils peuvent réaliser en ligne des modules d'*e-learning* pour se professionnaliser sur les fondamentaux du management : entretien annuel, délégation, développement des collaborateurs, gestion du temps. Ces dispositifs de formation seront déployés dès 2012 pour les managers polonais, chinois et belges.

En France, l'accord Défi Formation signé le 10 septembre 2010 par l'ensemble des organisations syndicales des sociétés EDF, ERDF et RTE contribue à apporter un nouveau souffle à la politique de formation du Groupe. Cet accord vise à relancer « l'ascenseur social » EDF (notamment par une redynamisation des formations promotionnelles et de l'alternance) et à mettre en place, dans une logique d'efficacité et d'innovation de la formation et de développement des compétences, 13 Académies des métiers.

Les Académies des métiers sont pilotées au sein de chaque métier et organisées en réseau, l'objectif étant de rechercher l'excellence de la maîtrise opérationnelle et technique et d'intégrer au mieux les enjeux de chaque métier dans les cursus de formation. Les Académies sont déployées à la maille des principales familles professionnelles du groupe : les métiers techniques et les métiers d'appui. Ces Académies des métiers ont toutes été labellisées en 2011 en faisant l'objet d'une certification par un jury composé de personnalités (y compris des personnalités externes à EDF) qui font référence dans le domaine de la formation.

Les centres de formation se développent à travers un réseau de Campus existants et à créer :
- un Campus « phare » pour tout le groupe EDF, aujourd'hui installé aux Mureaux et à partir de 2015 à Saclay ;
- trois Campus « métiers » dédiés à la production, au transport et à la distribution de l'électricité, regroupant 35 sites répartis sur toute la France ;
- un Campus en cours de construction au Royaume-Uni, sur le site de Bridgewater.

Les formations promotionnelles favorisent le renouvellement des compétences, mais aussi la cohésion sociale et la diversification des profils au sein du Groupe. Dans le cadre de la nouvelle dynamique d'ascension sociale, des initiatives concrètes ont été développées en 2011 avec l'objectif d'offrir à chaque salarié l'opportunité de progresser tout au long de sa carrière dans le Groupe.

Tout salarié changeant de collège bénéficie désormais d'un accompagnement systématique dans le cadre d'un nouveau dispositif spécifique mis en place pour faciliter la prise de responsabilité et la mobilité professionnelle interne. Ces dispositifs devraient ainsi bénéficier respectivement à 1 000 et à 1 300 salariés chaque année à partir de 2012.

Tout salarié peut en outre bénéficier de formations promotionnelles diplômantes : véritables accélérateurs de carrière, elles permettent aux salariés d'accéder à des postes de responsabilité plus importante et donc de progresser professionnellement. De nouveaux dispositifs de formations longues diplômantes reposant largement sur l'initiative du salarié sont venus en 2011 compléter ceux déjà existants. Ils permettent d'accélérer le passage à un nouveau collège.

L'accord Défi Formation s'élargit progressivement aux sociétés du Groupe dans le monde, avec notamment l'internationalisation de certaines Académies des métiers (juridique, RH), l'ouverture programmée d'un Campus au Royaume-Uni ou encore le *People Development Program*. Dès 2012, ce programme vise à mettre en œuvre, dans toutes les sociétés du Groupe dans le monde, six engagements tournés vers les salariés autour de :
- l'entretien annuel, qui devra notamment comporter un volet performance et un volet développement professionnel ;
- l'accompagnement par un interlocuteur RH au cours des étapes clés de sa vie professionnelle ;
- l'accès à des programmes de formation appropriés pour pouvoir se professionnaliser dans son emploi actuel et futur ;
- la visibilité sur les opportunités d'emploi et de mobilité au niveau de sa société / son pays et du Groupe / du monde ;
- l'information sur les évolutions de son métier pour pouvoir anticiper ;
- la transmission des compétences aux jeunes et aux nouveaux embauchés (alternance, stages…).

17.2 Égalité des chances

17.2.1 Alternance

Voie d'excellence pour la formation, la professionnalisation et l'insertion professionnelle des jeunes et des personnes rencontrant des difficultés d'accès à l'emploi, l'alternance est un élément structurant de l'identité d'EDF.

Dans l'accord Défi Formation, EDF, ERDF et RTE ont pris huit engagements parmi lesquels on retiendra :

- le maintien de la dynamique actuelle avec plus de 4 % des effectifs du Groupe en alternance à tous les niveaux de formation (soit plus que les objectifs fixés par la loi de 2006) : au cours de l'année 2011, plus de 3 000 alternants ont rejoint EDF et ERDF en contrats d'apprentissage ou en contrats de professionnalisation, pour préparer tous les niveaux de diplômes ou de titres professionnels, du CAP au bac + 5, portant à près de 5 000 le nombre d'alternants présents au 31 décembre 2011, soit près de 5 % de l'effectif du Groupe. Un livret d'accueil leur est remis à leur arrivée pour faciliter leur parcours de formation ;
- l'affirmation d'une place significative dédiée aux alternants formés par le Groupe dans ses embauches (au moins 25 % des embauches exécution et maîtrise et 4 % des embauches cadres et ingénieurs) : en 2011, les taux atteints ont été respectivement 27 % et 8 % pour EDF et ERDF ;
- un meilleur accompagnement vers l'emploi des alternants non recrutés grâce aux partenariats externes du groupe EDF, et une incitation à l'engagement citoyen des salariés volontaires pour accompagner ces jeunes : EDF, ERDF et RTE ont engagé des expériences pilotes, en travaillant à la constitution d'un vivier de candidatures potentielles, en affinant la connaissance de leurs profils, en multipliant les contacts avec des partenaires qualifiés de l'emploi (Pôle Emploi, Missions locales, Écoles de la 2e chance, AFPA, AGEFOS-PME) ainsi qu'avec des associations comme PACTE PME, en proposant des ateliers de préparation aux entretiens et d'aide à l'écriture du *curriculum vitæ*. Le retour d'expérience en cours devrait permettre le déploiement d'un dispositif élargi dès l'année 2012 ;
- l'extension des mesures d'accompagnement des alternants plus favorables que les dispositions réglementaires, comme la couverture complémentaire maladie.

Au total dans le monde, le Groupe a accueilli 5 656 alternants en 2011.

L'alternance repose sur l'engagement de plus de 4 000 tuteurs au sein d'EDF et ERDF, dont la mission est d'accompagner les alternants au quotidien dans leur formation professionnelle. Des actions d'animation, de formation et de partage d'expériences ont été conduites à leur intention en 2011, comme la publication du Référentiel tuteur et la publication d'un Guide des tuteurs.

L'alternance est également fondée sur des partenariats de qualité avec plusieurs organismes de formation. Parmi ceux-ci, un Centre de formation des apprentis (CFA) des métiers de l'énergie a ouvert ses portes en Île-de-France en septembre 2011 à l'initiative d'EDF, ERDF et RTE.

17.2.2 Seniors

En France, le Groupe est engagé dans une nouvelle dynamique concernant les salariés seniors, avec le déploiement du plan d'action seniors présenté en Comité Central d'Entreprise en décembre 2009, en application des décrets du 20 mai 2009. Le nombre de salariés de 56 ans et plus est en progression ; actuellement ils représentent 9 % des effectifs (8 % en 2010) ; au sein d'EDF, les salariés de 50 ans et plus représentent 33 % des effectifs (34 % en 2010) et les salariés de plus de 60 ans sont aujourd'hui plus de 800 (près de 500 en 2010).

Le Groupe s'engage à favoriser le maintien en activité des salariés de 55 ans et plus et à améliorer les conditions de travail des seniors. Il s'agit, notamment, de faire évoluer les représentations actuelles sur le travail des seniors, de favoriser la progression de carrière tout au long de la vie professionnelle notamment en jalonnant la seconde partie de carrière, de faciliter l'accès à la formation pour les seniors et de mieux préparer la transition entre la fin de l'activité professionnelle et le départ à la retraite.

Des entretiens de mi-carrière sont progressivement mis en place : réalisés par les responsables RH, en lien avec les managers, ces entretiens sont destinés aux salariés de tout collège, aux environs de 45 ans.

Un entretien de fin de carrière est réalisé par le manager dans le cadre de l'entretien annuel, au plus tôt 5 ans et au plus tard 2 ans avant la date d'ouverture de droits du salarié. La mise en œuvre progressive de cet entretien dans tous les métiers est engagée depuis le dernier trimestre 2011. Ces entretiens seront systématisés en 2012 au sein d'EDF.

Depuis fin 2010 et courant 2011, environ 200 responsables RH ont été formés à l'entretien de mi-carrière afin de permettre la mise en œuvre progressive de cet entretien pour l'ensemble des salariés concernés. À fin 2011, plus de 500 salariés ont suivi une demi-journée de sensibilisation aux entretiens de mi-carrière, et plus de 550 entretiens ont été réalisés, conformément à l'objectif fixé par EDF.

17.2.3 Diversité – non-discrimination

EDF a signé le 1er juin 2006 un engagement pour promouvoir la diversité et l'égalité des chances et prévenir les discriminations. Cet engagement, décliné en plans d'actions dans les directions métiers d'EDF, est aujourd'hui mis en œuvre et suivi dans le cadre d'une revue annuelle dédiée.

Sensibilisation des managers et des salariés sur la diversité

Le groupe EDF, qui également signé la Charte de la Diversité le 22 septembre 2006, organise chaque année au mois de mai, depuis 2008, un *Diversity Day*. Cette manifestation permet à chaque entité ou filiale du Groupe de mettre en lumière les initiatives qu'elle a prises pour promouvoir la diversité et prévenir les discriminations. En 2011, les initiatives des sociétés organisées à l'occasion du *Diversity Day* ont concerné environ 40 000 salariés.

En France, les engagements diversité d'EDF ont donné lieu à la création d'un programme de sensibilisation des managers, des responsables RH et des salariés aux représentations et aux stéréotypes liés à la diversité. Le nombre de personnes formées depuis 2007 est de plus de 6 500 personnes en France. Des modules de sensibilisation sont introduits dans les cursus de professionnalisation des managers.

Égalité des chances

EDF et ERDF ont respectivement signé en 2009 pour 4 ans un nouvel accord pour l'intégration des personnes handicapées couvrant la période 2009-2012. Ces accords comportent chacun des objectifs en matière de recrutement des personnes handicapées. Dans ce cadre, 94 salariés en situation de handicap ont été recrutés en 2011 par EDF et 54 par ERDF. Par ailleurs, les deux entreprises mènent une action volontaire visant à accueillir chaque année des jeunes en situation de handicap dans le cadre de l'alternance (contrats d'apprentissage ou de professionnalisation) : EDF et ERDF ont ainsi accueilli 44 personnes en 2011.

Après un premier accord signé en juillet 2004, un deuxième en décembre 2007, le troisième accord relatif à l'égalité professionnelle entre les hommes et les femmes a été signé le 8 février 2012 par la CGT, la CFDT, la CFE-CGC et FO. 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 maintenir l'égalité salariale entre les femmes et les hommes sur la rémunération principale et sur la rémunération de la performance, un objectif atteint depuis 2010 (fin 2010 et fin 2011, l'écart s'élevait à 0,6 % et 0,4 % respectivement en faveur des hommes, car ceux-ci bénéficient d'une ancienneté moyenne légèrement supérieure ; corrigé de l'ancienneté, l'écart est nul).

En 2011, EDF a poursuivi le Prix Fem Energia, en partenariat avec l'association WIN *(Women In Nuclear)*, qui valorise et récompense les parcours de jeunes étudiantes ou femmes en activité dans les métiers du nucléaire, en ouvrant cette année une catégorie internationale. EDF a conclu un partenariat le 17 mars 2011 avec l'association « Elles bougent », qui fait la promotion des carrières techniques et scientifiques auprès des jeunes lycéennes et étudiantes. Une vingtaine de marraines EDF se sont portées volontaires pour témoigner ponctuellement à l'occasion de rencontres organisées par « Elles bougent ». Le premier événement, « Elles bougent pour l'énergie », a eu lieu le 8 décembre 2011 à la Cité des Sciences et de l'Industrie et fut l'occasion pour EDF de prendre la Présidence d'honneur de l'association.

EDF est l'une des rares grandes entreprises à avoir obtenu le label égalité professionnelle dès 2006, confirmé en 2008 et 2011. Ce label, créé en 2005 à l'initiative des pouvoirs publics avec les partenaires sociaux, est un signe d'exemplarité qui distingue une organisation, quelle que soit sa nature juridique, œuvrant efficacement et en permanence pour l'égalité et la mixité professionnelles.

Non-discrimination

Dans le cadre du dispositif de prévention des pratiques discriminatoires mis en place en 2009 au sein d'EDF après une concertation avec les organisations syndicales, et dont le déploiement fait l'objet d'une réunion annuelle avec les parties prenantes, un socle de prévention des discriminations a été élaboré au niveau du Groupe en mars 2010. Il réunit l'ensemble des sociétés autour de trois principes qui sont progressivement mis en œuvre au périmètre de chaque société. Ainsi, en 2011, un premier *reporting* a été fait auprès des sociétés du Groupe sur l'application concrète des principes de non-discrimination dans les pratiques RH et *business*.

Enfin, un partenariat a été conclu le 24 novembre 2011 avec l'association « L'Autre Cercle », qui milite contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie en milieu professionnel, qui donnera lieu dès 2012 à des actions de sensibilisation.

17.3 Santé et sécurité – qualité de vie au travail

17.3.1 Politique santé-sécurité

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.

La politique santé-sécurité d'EDF signée par le Président en mars 2009 prend en compte les évolutions de l'environnement professionnel, les nouvelles formes de travail ou encore l'allongement des carrières qui ont fait émerger de nouvelles préoccupations rendant nécessaire la réorientation de la politique. Cette nouvelle politique résulte d'un large dialogue pluridisciplinaire entre les différents acteurs (encadrement, experts, médecins, représentants du personnel). Elle s'inscrit dans les valeurs de respect de la personne qu'elle place au cœur des organisations et prolonge les principes communs de santé et de sécurité définis en 2008 au niveau du Groupe.

Depuis 2008, six indicateurs communs en santé et sécurité sont partagés par l'ensemble des sociétés du Groupe. Les résultats font l'objet d'une information du Comité de Groupe.

À l'échelle du Groupe, une revue des résultats santé-sécurité est réalisée annuellement par le Comité exécutif d'EDF. Le Comité de Direction Ressources Humaines, réunissant les directions opérationnelles d'EDF, procède à la même fréquence à une revue de la politique santé au travail d'EDF pour s'assurer de son déploiement, analyser les indicateurs de résultats associés, vérifier l'efficacité des dispositions retenues et proposer des améliorations.

En novembre 2011 a eu lieu la première réunion du Comité Central d'Entreprise (CCE) consacrée exclusivement au sujet de la santé et de la sécurité, concrétisant l'approche multidisciplinaire des questions de santé voulue par l'entreprise. Au niveau du Groupe, une présentation annuelle des actions de prévention est faite à la Commission Santé-Sécurité du Comité Européen d'Entreprise (CEE).

Groupe National de Santé au Travail

Un accord collectif relatif au dialogue social concernant la santé au travail a été signé en novembre 2010. En application de cet accord, 8 médecins ont été désignés par leurs pairs pour participer au Groupe National de Santé au Travail, créé en 2011, et qui s'est réuni 2 fois au second semestre de l'exercice.

Accidents du travail

L'effort de prévention et de formation entrepris depuis 10 ans a permis de réduire fortement le nombre d'accidents du travail avec arrêt au sein d'EDF et dans les sociétés du Groupe. Le Groupe enregistre ainsi une amélioration du taux de fréquence (nombre d'accidents du travail ayant entraîné un arrêt de travail supérieur à un jour, décomptés dans l'année

en cours et par million d'heures travaillées) qui s'élevait à 4,5 en 2010 et en 2009. Les résultats 2011 s'établissent à 3,9, confirmant cette évolution.

Le taux de gravité (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) d'EDF se situe pour 2011 à 0,14, à comparer à 0,16 en 2010. Une démarche au niveau du Groupe a été lancée en 2011 pour déterminer ce taux dans chaque filiale consolidée ; elle sera effective en 2012.

Les principales causes d'accidents mortels dans le Groupe sont les chutes de hauteur, les malaises et les accidents routiers en trajet. La mise en place depuis 2011 d'un dispositif de partage sur les causes des événements significatifs dans le Groupe doit permettre de progresser dans ce domaine, en particulier sur la maîtrise des risques « cœur de métier » tels que le risque de chute de hauteur, le risque électrique et le risque routier.

Amiante

Dans le passé, le groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante. Conformément à la réglementation en vigueur, la substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 1980 ; tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités, et EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise.

EDF a signé en juillet 1998 un accord, réactualisé en juin 2002, pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. À la suite de cet accord, EDF a mis en place un dispositif de préretraite pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, a instauré une aide et un complément de pension bénévoles qu'il finance 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 la section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages ») ci-après.

17.3.2 Qualité de vie au travail

En 2007, EDF a créé 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 constitue un espace de dialogue associant médecins, managers, partenaires sociaux, experts externes. Il exerce une mission de veille sur les conditions de travail, commandite des études et formule des recommandations.

En 2008, il a recommandé la mise en place du dispositif EVREST (Évolutions et Relations en Santé au Travail) qui permet à l'entreprise de se doter d'un système d'indicateurs croisés santé/travail. Ce dispositif a été mis en place en 2009 par les médecins du travail sur la base du volontariat. Au sein des IEG, en octobre 2011, 98 médecins sont inscrits et 72 ont déjà saisi 4 808 questionnaires (1 135 à fin 2010). Les résultats des 1 676 premières fiches sur la période 2009-2010 ont été présentés en juin 2011 aux Journées santé-travail d'EDF et des IEG.

En 2009 et 2011, l'Observatoire a formulé d'autres recommandations pour favoriser les équilibres vie professionnelle / vie privée des salariés et la coopération au travail entre les générations. Ces différentes recommandations, adressées au management, ont fait l'objet en 2011 d'une première évaluation de leur application.

Parmi les débats menés au sein de l'Observatoire en 2011, il est à noter une présentation par l'ANACT (Agence nationale pour l'amélioration des conditions de travail) sur les enjeux de l'allongement de la vie au travail. Cette présentation a permis d'engager une réflexion des différentes parties prenantes sur les contributions du maintien des compétences et du capital santé sur l'engagement des salariés.

Enfin, l'expérimentation d'un espace collaboratif « Qualité de la vie au travail – QVT » web 2.0 a été lancée en 2011 : il permet aux managers et aux RH de capitaliser et partager les bonnes pratiques, de disposer de contributions d'experts et de bâtir une communauté sur le domaine.

Au niveau du Groupe, la priorité donnée à l'amélioration de la qualité de vie au travail et de la santé s'est traduite par la mise en œuvre d'échanges d'expérience, de comparaison de données ou d'observation de pratiques au sein des métiers ou sociétés à leur invitation. Ces échanges ont été organisés de manière régulière au sein de la communauté *Health and Safety* en matière de santé et sécurité au travail, lors de *learning expeditions* organisées en novembre 2010 et octobre 2011 en France et en Angleterre.

Risques psychosociaux

Chaque entité a désigné un correspondant éthique, et un numéro vert national est accessible à tous les salariés en cas de difficultés graves au travail.

Depuis 2008, un appui de médecins spécialisés est apporté 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 au management en cas d'événement traumatisant survenu dans leur unité, afin de les conseiller et d'organiser tous les secours nécessaires pour les proches des victimes et des équipes de travail.

L'accord collectif « Prévenir les risques psychosociaux et améliorer la qualité de la vie au travail » signé en novembre 2010 à EDF prévoit différents dispositifs de dialogues multidisciplinaires au plus près des situations de travail et de formation des acteurs.

Les principales actions réalisées en 2011 concernent :
- la généralisation des groupes multidisciplinaires et la formation en commun des acteurs participant à ces groupes ;
- l'inscription des risques psychosociaux au document unique requis par la réglementation (un guide a été publié pour la prise en compte de ces risques dans l'évaluation et leur transcription) ;
- l'intégration progressive des dimensions QVT dans les études d'impact en amont des changements d'organisation.

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 2011, 12,8 % du personnel d'EDF et d'ERDF ont opté pour une réduction collective ou individuelle du temps de travail avec une compensation partielle de la perte de salaire. Au niveau du Groupe, 9,8 % des salariés sont à temps partiel.

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité de l'exploitation des installations d'EDF et d'ERDF ou de rétablir dans les délais les plus brefs la fourniture d'électricité en cas de défaillance technique, une partie du personnel travaille en service continu 365 jours par an et une autre partie assure une astreinte, en dehors des heures ouvrables.

17.4 Sous-traitance

La politique de sous-traitance du groupe EDF est articulée autour de trois axes majeurs :

- il s'agit tout d'abord pour EDF de donner de la visibilité à moyen terme aux prestataires et de disposer de fournisseurs partenaires, compte tenu des enjeux industriels du Groupe et notamment des caractéristiques de son outil de production ;
- EDF souhaite par ailleurs progresser dans ses pratiques de sous-traitance grâce à la capitalisation des expériences opérationnelles et au transfert entre métiers des meilleures pratiques en la matière ;
- EDF confirme son engagement dans le développement de pratiques de sous-traitance socialement responsable, à travers la signature ou la prolongation d'accords sur la Sous-Traitance Socialement Responsable (STSR) avec les organisations syndicales.

Les grands sujets de la sous-traitance au sein d'EDF en 2011 ont aussi bien concerné l'activité industrielle que commerciale.

Le chantier de construction du réacteur EPR de Flamanville a mobilisé simultanément jusqu'à 3 400 salariés de la sous-traitance. Depuis l'ouverture du point local d'accueil Pôle Emploi fin 2007, 2 547 offres d'emploi ont été déposées par les entreprises, et 95 % d'entre elles ont été satisfaites. Par ailleurs, à fin décembre 2011, environ 78 100 heures de formation accordées aux prestataires ont déjà été dispensées, essentiellement dans le domaine de l'électromécanique. Enfin, dans le cadre de l'anticipation des conséquences sur l'emploi de la fin du chantier, un accord-cadre EDEC (engagement de développement de l'emploi et des compétences) a été signé en juillet 2010 par le Préfet, les Présidents des conseils régional et général, les organisations syndicales, les organismes de financement, EDF, etc. Le plan d'actions a été officialisé en octobre 2011.

La sous-traitance dans le domaine de la maintenance du parc de production en exploitation tant nucléaire que conventionnel n'a pas connu en 2011 de ruptures par rapport aux années passées. Les activités sous-traitées concernent notamment des compétences pointues ou rares, que seules peuvent mobiliser et entretenir en permanence des entreprises spécialisées qui travaillent aussi pour d'autres industriels.

La forte saisonnalité des arrêts des installations de production et donc le besoin d'absorber des pics de charge induisent aussi un certain recours à la sous-traitance.

Enfin, EDF fait appel à la sous-traitance afin de pouvoir disposer d'une main-d'œuvre spécialisée.

Le recours à la sous-traitance répond donc à une politique industrielle visant à garantir en permanence la meilleure performance dans tous les domaines, tant sur le plan des compétences que sur celui de l'organisation.

Les activités de relations clientèle nécessitent elles aussi un recours à la sous-traitance, afin d'absorber le surcroît d'activité engendré par les grands projets de transformation (projets relatifs aux systèmes d'information notamment). Dans ce domaine non plus, aucune évolution majeure n'a été enregistrée en 2011.

Sur le thème de la Sous-Traitance Socialement Responsable (STSR), les travaux se poursuivent au sein d'EDF, en collaboration avec les organisations syndicales signataires de l'accord STSR.

Différents sujets opérationnels ont été explorés ou mis en œuvre en 2011 : à titre d'exemples, une expérimentation de nettoyage de jour des bâtiments tertiaires a eu lieu cette année et pourrait faire l'objet d'un déploiement plus large en fonction du retour d'expérience. Le premier « Baromètre prestataires » des métiers du commerce a été réalisé, à l'instar des baromètres mis en œuvre depuis plusieurs années dans les métiers du nucléaire. Ces baromètres permettent de mieux cerner les préoccupations des salariés des entreprises sous-traitantes, et d'apporter des réponses très opérationnelles. Enfin, des travaux ont été menés dans le cadre de l'accord « Engagement de développement de l'emploi et des compétences » pour le chantier de Flamanville. Un accord STSR a par ailleurs été signé en 2011 pour ERDF.

L'année 2011 a été marquée par l'accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima au Japon. L'analyse des conséquences d'un événement naturel de ce type sur les installations du Groupe est actuellement en cours et les résultats définitifs de ces travaux ne sont pas connus à ce jour. Les chantiers qui seront décidés en conséquence impacteront sans doute les sous-traitants.

17.5 Politique de rémunération globale

Pour attirer, motiver et fidéliser les compétences qui permettront de répondre aux enjeux industriels et commerciaux du Groupe, EDF développe une politique de rémunération globale positionnant l'entreprise parmi les bonnes pratiques observées dans les secteurs comparables.

Cette politique de rémunération globale porte sur :

- la reconnaissance des responsabilités et des résultats obtenus à travers la 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 ; et
- les avantages sociaux.

Depuis 2008, EDF met à la disposition de chacun de ses salariés un bilan complet individualisé de sa rémunération et de ses composantes. Un livret d'épargne salariale a également été diffusé à l'ensemble des salariés d'EDF et d'ERDF.

17.5.1 Politique salariale

La politique salariale vise à 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. Depuis 2011, l'ensemble des salariés OETAM (ouvrier, employé, technicien et agent de maîtrise) d'EDF bénéficie également d'une rémunération variable individuelle, fondée sur les performances individuelles et collectives.

En 2011 pour EDF et ERDF, le salaire brut annuel moyen était de 38,8 milliers d'euros (base 13 mois) et de 25,5 milliers d'euros pour le collège exécution, 33,3 milliers d'euros pour le collège maîtrise et 55,5 milliers d'euros pour le collège cadre (contre respectivement 25,4 milliers d'euros, 33 milliers d'euros et 54,9 milliers d'euros en 2010).

17.5.2 Intéressement et participation

En France, EDF fait bénéficier ses salariés d'un dispositif d'intéressement aux résultats depuis plus de 20 ans. Les salariés ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au plan d'épargne Groupe, soit au plan d'épargne pour la retraite collectif du Groupe.

Depuis leur filialisation, RTE et ERDF négocient également leur propre accord d'intéressement. Des dispositifs similaires existent dans la plupart des filiales européennes du Groupe.

Les accords d'intéressement d'EDF et ERDF sont triennaux et prévoient que le montant d'intéressement à verser sera déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale). Pour EDF, l'accord signé le 30 juin 2011 pour la période 2011-2013 retient cinq critères nationaux de performance : l'EBITDA du Groupe, la production d'électricité, le taux de satisfaction clients, le taux de salariés formés et le pourcentage de déchets retraités.

En 2011, ces accords ont permis de verser aux salariés d'EDF et d'ERDF un montant de 164,5 millions d'euros au titre de l'exercice 2010.

EDF, ERDF et RTE ne sont pas éligibles au dispositif de participation.

17.5.3 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.

Six fonds communs de placement diversifiés, dont un fonds d'investissement socialement responsable, un fonds d'économie solidaire et le fonds « Actions EDF » sont ouverts à la souscription. En 2009, les salariés ont pu souscrire à l'emprunt obligataire lancé par EDF via le fonds « Emprunt 2014 » créé à cet effet. Le PEG du groupe EDF totalise fin 2011 un encours de 3,2 milliards d'euros.

L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PEG sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

En 2011, l'abondement total brut versé par EDF et ERDF dans le PEG a été de 115,2 millions d'euros.

17.5.4 Plan d'épargne pour la retraite collectif (« PERCO »)

Le plan d'épargne pour la retraite collectif (PERCO) du groupe EDF 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 PERCO.

Deux fonds communs de placement sont proposés aux salariés : un fonds d'économie solidaire et le fonds à compartiment « Cap Horizons » proposant une gestion pilotée de l'épargne investie en fonction de l'âge de départ à la retraite.

Le PERCO totalise un encours EDF et ERDF à fin 2011 de 176,1 millions d'euros. L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PERCO sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

Au titre de l'année 2011, l'abondement total brut versé par EDF et ERDF dans le PERCO a été d'environ 28,7 millions d'euros.

17.5.5 Compte épargne temps (« CET »)

Des accords CET ont été signés au sein des principales sociétés françaises du Groupe, notamment à EDF, ERDF et RTE.

Au 31 décembre 2011, la valorisation des heures épargnées sur le compte épargne temps des salariés d'EDF et ERDF s'élève à 509,6 millions d'euros.

17.5.6 Actionnariat salarié

Lors de l'ouverture du capital de la Société 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. Dans le cadre de la cession de 2,5 % du capital d'EDF du 3 décembre 2007, conformément aux lois précitées, une nouvelle offre réservée aux salariés et aux anciens salariés a été proposée du 12 au 22 septembre 2008. Il n'y a pas eu d'offres réservées en 2009, 2010 et 2011.

Au 30 juin 2011, il a été procédé au débouclage de la formule à effet de levier mise en place lors de l'offre réservée aux salariés de 2005. Dans ce cadre, le fonds « Actions EDF » a restitué à la banque structuratrice 9,2 millions d'actions EDF. Par ailleurs, conformément à la loi du 6 août 1986 précitée, l'État a livré, le 31 octobre 2011, environ 731 000 actions gratuites dans le cadre de l'offre réservée aux salariés de 2008.

Les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 31 décembre 2011 un total de 34 millions d'actions EDF, représentant 1,84 % du capital social. L'essentiel des titres détenus par les salariés le sont dans le cadre du plan d'épargne Groupe.

17.5.7 Options de souscription et/ou d'achat d'actions

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions.

17.5.8 Attributions gratuites d'actions

Le plan d'attribution gratuite d'actions mis en œuvre en août 2007, dénommé ACT 2007, portait sur l'attribution de 2 883 183 actions à l'ensemble des salariés du Groupe [1], soit environ 150 000 bénéficiaires répartis dans 22 pays.

Plus de 2,7 millions d'actions ont été livrées aux salariés bénéficiaires le 31 août 2009. Les actions détenues au nominatif sont devenues disponibles le 30 août 2011. Celles détenues dans le PEG le deviendront le 30 août 2014.

La Société n'a pas procédé à de nouvelles attributions gratuites d'actions depuis août 2007.

(1) À l'exception principalement des salariés d'Edison et d'EnBW.

17.6 Politique de protection sociale

17.6.1 Le statut du personnel des Industries électriques et gazières

Au 31 décembre 2011, la quasi-totalité du personnel d'EDF, ERDF, Électricité de Strasbourg et, pour partie, de TIRU, relève du statut du personnel des Industries électriques et gazières[1] (« IEG »). 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 ainsi que, depuis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du Service Public de l'Électricité, par des accords collectifs de branche (articles L. 713-1 et L. 713-2 du Code du travail).

Le statut, dans ses principales dispositions, a évolué de la manière suivante : le régime spécial d'assurance maladie-maternité réformé par le décret du 30 mars 2007 est désormais géré par la Caisse d'assurance maladie des IEG (« CAMIEG ») et le système des institutions représentatives du personnel (« IRP ») a fait l'objet d'une réforme imposée par la loi du 9 août 2004, dans le but de l'adapter aux règles du Code du travail. Cette réforme s'est traduite par des modifications du statut par décret du 11 avril 2007.

Par ailleurs, le régime spécial de retraite a fait l'objet de réformes en 2008 et en 2010 : la première dans le cadre de la réforme des régimes spéciaux, la deuxième dans le cadre de la loi du 9 novembre 2010 réformant notamment les retraites du régime général et de la fonction publique.

Pour le reste, le statut comporte un ensemble de dispositions relatives à des domaines analogues à ceux d'autres conventions collectives de branche (classifications, rémunérations, embauche, discipline, congés, etc.).

17.6.1.1 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 première 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 le risque vieillesse, mais également les risques accidents du travail, maladies professionnelles, invalidité et décès ainsi que les avantages familiaux versés aux inactifs.

La loi du 9 août 2004 et ses décrets d'application ont fixé les principes 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 ». Conformément aux conventions conclues en 2005 avec l'ARRCO et l'AGIRC pour l'adossement du régime spécial de retraite des IEG aux régimes de retraite complémentaire, les parties aux deux conventions ont négocié en 2010 la fixation définitive des taux de validation des droits acquis avant le 1er janvier 2005 dans le cadre de l'adossement du régime ;
- 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 ;
- 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 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 droits familiaux en matière de retraite.

Ces modifications, ainsi que la suppression de la condition de durée de services de 15 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.

(1) Le personnel des autres filiales françaises du Groupe ne relève pas du statut des IEG.

Comme suite à la loi n° 2010-1330 du 9 novembre 2010 portant réforme des retraites, la réglementation du régime spécial a été modifiée par le décret n° 2011-290 du 18 mars 2011 qui prévoit, notamment, le relèvement progressif de deux ans de l'âge d'ouverture du droit à pension, y compris pour les anticipations de départ. Cette disposition n'entrera en vigueur qu'en 2017 pour tenir compte du calendrier de mise en œuvre de la réforme de 2008. Comme dans la fonction publique, les dispositifs de départ au titre des enfants seront mis en extinction et les durées de services pour bénéficier d'un départ anticipé au titre des services actifs seront également progressivement relevées de deux ans.

Le décret n° 2011-289 du 18 mars 2011 tire les conséquences de cette évolution en relevant progressivement de deux ans la limite d'âge permettant à l'employeur de rompre le contrat de travail. À partir de 2017, cette limite sera progressivement portée de 65 à 67 ans.

17.6.1.2 Régime complémentaire maladie des IEG

Le statut des IEG a institué, pour les personnels actifs et inactifs de la branche, un régime spécial d'assurance 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 est assurée par la CAMIEG. 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.

17.6.2 Protection sociale complémentaire

Depuis 2008, les salariés statutaires des entreprises du Groupe en France bénéficient de dispositifs de protection sociale complémentaire portant sur :

- le complément invalidité (accord de branche du 24 avril 2008), applicable depuis le 1er juillet 2008 ;
- la prévoyance : capitaux décès et rentes d'éducation (accord de branche du 27 novembre 2008), applicable depuis le 1er janvier 2009 ;
- le régime de retraite supplémentaire (accord de branche du 21 février 2008 et accord de Groupe du 12 décembre 2008), complété par des dispositions d'entreprise, applicable depuis le 1er janvier 2009 (1er octobre 2010 pour ERDF) ;
- la couverture supplémentaire maladie (accord de branche du 4 juin 2010), applicable à compter du 1er janvier 2011.

Pour tenir compte des nouvelles dispositions introduites par la loi du 9 novembre 2010, un avenant à l'accord de Groupe relatif à la retraite supplémentaire, en date du 10 octobre 2011, autorise désormais les salariés des entreprises adhérant à cet accord à effectuer des versements individuels facultatifs sur leur compte individuel de retraite supplémentaire. L'accord de Groupe est applicable à EDF, EDF PEI, Électricité de Strasbourg et Tiru.

En outre, EDF a conclu le 10 octobre 2011 un avenant à l'accord d'entreprise relatif au compte épargne temps, pour permettre aux salariés qui le souhaitent d'effectuer des transferts de droits CET sur leur compte individuel de retraite supplémentaire. Il en a été de même chez EDF PEI et une négociation a été engagée chez Tiru à cet effet.

Des négociations relatives à l'alimentation du régime de retraite supplémentaire existant sont également en cours chez ERDF et Tiru.

17.6.3 Dialogue social et représentation du personnel

17.6.3.1 Le dialogue social en France

Les élections professionnelles qui se sont tenues en novembre 2010 ont en partie structuré le dialogue social en 2011 pour deux raisons : d'une part, la CFTC a perdu sa représentativité au niveau de l'entreprise – ainsi, seules sont désormais représentatives à EDF la CFDT, la CFE-CGC, la CGT et la CGT-FO – et, d'autre part, afin de tenir compte des résultats de ces élections, plusieurs négociations collectives ont eu lieu en 2011 afin de redéfinir les moyens et modalités de fonctionnement accordés aux organisations syndicales.

C'est ainsi qu'ont été négociés au cours de l'exercice :

- l'avenant n° 2 à l'accord du 18 janvier 2008, relatif à la mise en place des délégués syndicaux et à l'exercice du droit syndical à EDF, signé le 13 mai 2011 par la CFDT, la CFE-CGC et la CGT ;
- l'avenant n° 2 à l'accord du 7 mars 2008 relatif aux moyens de fonctionnement du CCE d'EDF, signé le 26 juillet 2011 par la CFDT, la CFE-CGC et la CGT-FO ;
- l'accord NTIC (nouvelles technologies d'information et de communication) a été signé le 9 décembre 2011 par la CGT et la CGT-FO.

En matière de rémunération globale, l'année 2011 a été couverte par un accord salarial signé fin 2010 par la CFDT et la CFE-CGC, qui a fixé les mesures d'avancement individuel applicables aux salariés de l'entreprise.

En complément, deux autres accords importants ont été négociés : le premier, relatif à l'intéressement, a profondément modifié l'architecture du dispositif d'intéressement mis en œuvre pour la période 2011-2013 (voir section 17.5.2 (« Intéressement et participation »)) ; le second, couvrant la période 2012-2014, a porté sur les modalités d'abondement appliquées par l'entreprise aux versements effectués par les salariés sur les PEG et PERCO. Ces deux accords ont été signés le 30 juin 2011 par la CFDT, la CFE-CGC et la CGT-FO.

Une négociation relative à l'intégration de l'indemnité spéciale DOM dans l'assiette de l'article 83 du statut des IEG (retraite supplémentaire), afin d'en améliorer le rendement pour les bénéficiaires, a eu lieu au cours du mois d'octobre 2011. Après la consultation du CCE, cet accord a été signé le 2 décembre 2011 par la CFDT et la CFE-CGC.

Un autre événement marquant de l'exercice a été la conduite de la concertation engagée en application du décret du 23 septembre 2011 relatif au classement des emplois en services actifs ou insalubres dans le régime spécial de retraite du personnel des IEG. Cette concertation s'est traduite par une forte mobilisation de l'ensemble des directions concernées par le sujet des services actifs. Conformément aux dispositions prévues par le décret, la concertation engagée d'abord au sein de l'ensemble des entreprises des IEG se prolongera début 2012 au niveau de la branche professionnelle des IEG.

17.6.3.2 La représentation du personnel en France

Conformément à la loi du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du Gaz, de nouvelles institutions représentatives du personnel (IRP) ont été mises en place lors des élections professionnelles du 29 novembre 2007, et les organismes statutaires ont fait place aux instances de droit commun (comités d'établissements, Comité central d'entreprise, délégués du personnel) dans les entreprises de branche des IEG.

Au niveau d'EDF, il existe à ce jour 56 comités d'établissement, un Comité central d'entreprise et 113 établissements pour les délégués du personnel.

Les mandats des représentants du personnel étant d'une durée de 3 ans dans la branche des IEG, ils ont été renouvelés le 25 novembre 2010. À l'issue du scrutin qui, pour la première fois, s'est tenu en application de la loi du 20 août 2008 relative à la rénovation de la démocratie sociale, qui a réformé en profondeur les règles de la représentativité syndicale, quatre organisations syndicales restent représentatives au niveau d'EDF (CGT, CFDT, CFE-CGC et CGT-FO).

La Caisse centrale d'activités sociales (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 Caisses mutuelles complémentaires et d'action sociale (CAS), qui administrent les activités sociales et culturelles de proximité ou décentralisées ;
- le Comité de coordination des CAS : il représente les CAS au plan national. Il est chargé de répartir les ressources entre la CCAS et les CAS.

À la suite des négociations menées au sein de la branche des IEG et de 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.

Une nouvelle organisation de la gestion des activités sociales se met progressivement en place, conduisant à diminuer le nombre d'organismes et à mutualiser la gestion de certaines fonctions (immobilier, comptabilité, etc.). De nouvelles modalités de gestion des personnels travaillant dans ces organismes sont également à l'étude. 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 2011, le montant comptabilisé par EDF et ERDF au titre du 1 % est de 307 millions d'euros. En outre, conformément aux dispositions de l'article R. 2323-20 du Code du travail, les dépenses liées à la restauration s'élèvent à 36 millions d'euros en 2011 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.

17.6.3.3 Instances de dialogue social au niveau du groupe EDF

Dans les autres sociétés du Groupe, notamment à l'étranger, la représentation du personnel est organisée selon les lois et règlements applicables localement.

Le Comité d'Entreprise Européen

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'Entreprise Européen (« CEE »), consulté sur les politiques majeures du Groupe. En mai 2005, une révision de l'accord a permis d'apporter de nouvelles dispositions au fonctionnement de cette instance. À travers les groupes de travail du CEE, un certain nombre de réflexions ont pu être engagées sur les 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 relativement à l'ouverture de la négociation de l'accord sur la Responsabilité Sociale du groupe EDF.

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 l'issue de la cadence triennale prévue par l'accord, les membres du CEE ont élu un nouveau secrétaire de l'instance en mai 2011, et plus de la moitié des membres ont été renouvelés à cette occasion. Le CEE, qui s'est réuni deux fois au cours de l'exercice écoulé, a célébré le 30 novembre 2011 son 10e anniversaire.

Le Comité de Groupe France

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 et ERDF) ont été intégrées au périmètre du Comité de Groupe, composé de 28 membres titulaires. Le Comité de Groupe s'est réuni à 3 reprises en 2011.

Accord-cadre sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (« RSE »)

L'accord-cadre 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 signataires 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 : le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe (CDRS).

Soulignant les progrès réalisés, les signataires ont renégocié un nouvel accord dans le même esprit que le premier. Signé en janvier 2009 pour une période de 4 ans, ce deuxième accord renforce les engagements du Groupe, en particulier sur des sujets comme la sous-traitance, la lutte contre le changement climatique et la biodiversité.

En 2011, le CDRS a décidé de choisir chaque année l'un des 20 articles de l'accord pour en faire une communication plus appuyée durant l'année en cours et une évaluation plus approfondie lors de la revue suivante. Pour 2011, les signataires ont choisi l'article 3 relatif à « La capacité d'adaptation des salariés au cours du parcours professionnel : formation, mobilité ».

17.7 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

17.7.1 Participation des administrateurs

Au 31 décembre 2011, les membres du Conseil d'administration de la Société détenaient un total de 1 179 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs au 31 décembre 2011 et au 31 décembre 2010 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2011	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2010
Henri PROGLIO (1)	51	51
Christine CHABAUTY (2)	50	135
Philippe CROUZET (1)	200	200
Mireille FAUGÈRE (1)	106	106
Alexandre GRILLAT (2)	328	307
Michael JAY (1)	200	100
Bruno LAFONT (1)	150	150
Philippe MAÏSSA (1)	39	39
Pierre MARIANI (1)	1	1
Marie-Hélène MEYLING (1) (3)	28	n/a
Maxime VILLOTA (2)	26	25
TOTAL	**1 179**	**1 114**

n/a : non applicable.
(1) Actions détenues en propre.
(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.
(3) Administratrice le 1er septembre 2011.

MM. Abadie, Comolli, d'Escatha, Dubertret, Rignac, Sellal et Van de Maele(3) ne détenaient aucune action EDF au 31 décembre 2011.

17.7.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société

Aux termes de l'article L. 621-18-2 du Code monétaire et financier, les dirigeants des sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé doivent déclarer les opérations effectuées sur les titres de la société à l'AMF et à la société dans un délai de cinq jours de négociation suivant leur réalisation.

Le Règlement général de l'AMF [1] dispose par ailleurs que le Conseil d'administration d'EDF doit rendre compte dans son rapport annuel à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires des opérations qui ont été déclarées par les dirigeants et les personnes assimilées [2] au cours du dernier exercice.

Aucune opération sur les titres EDF n'a été déclarée à l'AMF ou à la Société au cours de l'exercice 2011 par les membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif de la Société.

(1) Article 223-26 du Règlement général de l'AMF.
(2) Chez EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.
(3) M. Van de Maele n'est plus administrateur à la date de dépôt du présent document de référence.

18.

Principaux actionnaires

18.1 Répartition du capital et des droits de vote **280**

18.2 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle **280**

18.1 Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2011			Situation au 31/12/2010			Situation au 31/12/2009		
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote
État	1 561 222 705	84,44	84,50	1 561 973 336	84,48	84,51	1 561 973 336	84,48	84,49
Institutionnels et particuliers	252 420 651	13,65	13,10	242 118 351	13,10	13,10	241 815 830	13,08	13,08
Actionnariat salarié	34 047 712 (1)	1,84	2,39	44 226 374 (2)	2,39	2,39	44 841 827 (3)	2,43	2,43
Actions autodétenues	1 175 594	0,07	-	548 601	0,03	-	235 669	0,01	-
TOTAL	**1 848 866 662**	**100,00**	**100,00**	**1 848 866 662**	**100,00**	**100,00**	**1 848 866 662**	**100,00**	**100,00**

(1) Ce nombre comprend d'une part 28 785 426 actions (représentant 1,56 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 5,3 millions d'actions, représentant 0,28 % 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.

(2) Ce nombre comprend d'une part 39 875 700 actions (représentant 2,16 % 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 38 838 151 actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,3 millions d'actions, représentant 0,23 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(3) Ce nombre comprend d'une part 40 251 843 actions (représentant 2,18 % 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 38 816 525 actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,6 millions d'actions, représentant 0,25 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiable au 31 décembre 2011, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date :

	Nombre d'actions détenues	% du capital
État	1 561 222 705	84,44
Institutionnels Europe hors France	86 958 349	4,70
Institutionnels reste du monde	56 525 378	3,06
Institutionnels France	56 721 741	3,07
Actionnaires individuels	52 215 183	2,82
Actionnariat salarié	34 047 712	1,84
Autodétention	1 175 594	0,07
TOTAL	**1 848 866 662**	**100,00**

18.2 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 Opérations avec des apparentés **283**

Relations avec l'État 284

Relations avec GDF Suez 284

Relations avec le groupe AREVA 284

Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation 284

19. Opérations avec des apparentés

Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des IFRS au titre de l'exercice 2011 figure dans la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Les informations relatives aux conventions réglementées visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit en annexe C du présent document de référence.

Relations avec l'État

Au 31 décembre 2011, l'État détenait 84,44 % du capital social et 84,50 % des droits de vote d'EDF. L'État doit, en application de la loi du 9 août 2004, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. L'État dispose ainsi de la faculté, en tant qu'actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires et en particulier de déterminer l'issue du vote des actionnaires pour toute question relevant de la compétence de l'Assemblée générale.

Les réglementations applicables à EDF en tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État sont décrites à la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »).

Les relations avec l'État sont également décrites dans la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Relations avec GDF Suez

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a imposé la création d'un service commun, non doté de la personnalité morale, aux deux filiales des groupes EDF et Gaz de France respectivement en charge de la distribution d'électricité et de gaz. Conformément à ce cadre légal, les deux filiales d'EDF et GDF Suez, ERDF et GrDF, partagent un service commun dont les modalités d'organisation et de fonctionnement sont décrites à la section 6.2.2.2.1 (« Organisation d'ERDF »).

Relations avec le groupe AREVA

Les relations avec le groupe AREVA sont décrites en particulier dans les sections 4.3 (« Facteurs de dépendance »), 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »), 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF » et « L'*European Pressurized water Reactor* (« EPR ») et les autres réacteurs »), 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »), 9.2.2.1.4 (« EDF et AREVA signent plusieurs accords techniques et commerciaux ») et enfin 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture »).

Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions conclues avec RTE sont décrites dans la note 24.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Les autres transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les entreprises associées sont constituées de ventes et d'achats d'énergie.

20.

Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur

20.1 Informations financières historiques 289
- **Comptes consolidés au 31 décembre 2011** 290
- Comptes de résultat consolidés 290
- États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres 291
- Bilans consolidés 292
- Tableaux de flux de trésorerie consolidés 294
- Variations des capitaux propres consolidés 296
- Annexe aux comptes consolidés 299

20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 386

20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes 388

20.4 Politique de distribution de dividendes 389
- 20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices 389
- 20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré 389
- 20.4.3 Délai de prescription 389

20.5 Procédures judiciaires et arbitrages 389
- 20.5.1 Procédures concernant EDF 389
- 20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF 393
- 20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2011 396

20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale 396

(Ces comptes seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 24 mai 2012)

20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur

Informations financières historiques

20.1 Informations financières historiques

En application de l'article 28 du règlement (CE) nº 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 2010 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 269 à 383) et 20.2 (pages 384 et 385) du document de référence 2010 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 240 à 368) et 20.2 (pages 369 et 370) du document de référence 2009 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2011, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 24 mai 2012.

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010[1]
Chiffre d'affaires	7	65 307	65 320
Achats de combustible et d'énergie	8	(30 195)	(26 176)
Autres consommations externes	9	(9 931)	(10 582)
Charges de personnel	10	(10 917)	(11 422)
Impôts et taxes	11	(3 101)	(3 227)
Autres produits et charges opérationnels	12	3 661	3 090
Prolongation du TaRTAM - lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010	13	-	(380)
Excédent brut d'exploitation		**14 824**	**16 623**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		(116)	15
Dotations aux amortissements		(6 285)	(7 426)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(221)	(428)
(Pertes de valeur)/reprises	14	(640)	(1 743)
Autres produits et charges d'exploitation	15	724	(801)
Résultat d'exploitation		**8 286**	**6 240**
Coût de l'endettement financier brut	16.1	(2 271)	(2 754)
Effet de l'actualisation	16.2	(3 064)	(3 134)
Autres produits et charges financiers	16.3	1 555	1 462
Résultat financier	16	**(3 780)**	**(4 426)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		**4 506**	**1 814**
Impôts sur les résultats	17	(1 305)	(1 079)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	24	45	134
Résultat net des activités en cours de cession		-	380
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**3 246**	**1 249**
Dont résultat net - part du Groupe		**3 010**	**1 020**
Résultat net des activités poursuivies		3 010	634
Résultat net des activités en cours de cession		-	386
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**236**	**229**
Résultat net des activités poursuivies		236	235
Résultat net des activités en cours de cession		-	(6)
Résultat net part du Groupe par action en euro :	18		
Résultat par action		1,63	0,55
Résultat dilué par action		1,63	0,55
Résultat par action des activités poursuivies		1,63	0,34
Résultat dilué par action des activités poursuivies		1,63	0,34

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2010 ont été retraitées de l'impact lié au changement de présentation des activités d'optimisation d'EDF Luminus (voir note 2).

États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010
Résultat net consolidé		**3 246**	**1 249**
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente [1]	37.2.2	(740)	816
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente transférée en résultat [2]		80	131
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture [3]	42.4	(1 637)	24
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture transférée en résultat		377	296
Écarts de conversion [4]		676	2 013
Impôts [5]		437	(521)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres		**(807)**	**2 759**
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES		**2 439**	**4 008**
dont part du Groupe		**2 130**	**3 679**
Part du Groupe des activités poursuivies		2 130	3 212
Part du Groupe des activités en cours de cession		-	467
dont part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**309**	**329**
Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des activités poursuivies		309	332
Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des activités en cours de cession		-	(3)

(1) Dont (740) millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2011 (818 millions d'euros en 2010).
(2) Dont (147) millions d'euros liés à la cession d'EnBW en 2011.
(3) Dont (1 680) millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2011 (41 millions d'euros en 2010).
(4) Dont 632 millions d'euros en part du Groupe sur l'exercice 2011 (1 894 millions d'euros en 2010).
(5) Les impôts se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	2011	2010
Impôts sur variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	176	(319)
Impôts sur variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	261	(202)
TOTAL	**437**	**(521)**

Bilans consolidés

ACTIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2011	31/12/2010
Goodwill	19	11 648	12 028
Autres actifs incorporels	20	4 702	4 616
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	21	45 501	43 905
Immobilisations en concessions des autres activités	22	6 022	6 027
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	23	60 445	57 268
Participations dans les entreprises associées	24	7 684	7 854
Actifs financiers non courants	37	24 517	24 921
Impôts différés actifs	17.3	2 507	2 125
Actif non courant		**163 026**	**158 744**
Stocks	25	13 581	12 685
Clients et comptes rattachés	26	20 908	19 524
Actifs financiers courants	37	16 980	16 788
Actifs d'impôts courants		459	525
Autres débiteurs	27	10 309	9 319
Trésorerie et équivalents de trésorerie	38	5 743	4 829
Actif courant		**67 980**	**63 670**
Actifs détenus en vue de leur vente	46	**701**	**18 145**
TOTAL DE L'ACTIF		**231 707**	**240 559**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2011	31/12/2010
Capital	28	924	924
Réserves et résultats consolidés		29 646	30 393
Capitaux propres - part du Groupe		**30 570**	**31 317**
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		4 337	5 586
Total des capitaux propres	28	**34 907**	**36 903**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	30	37 198	35 630
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	31	809	753
Provisions pour avantages du personnel	32	12 215	11 745
Autres provisions	33	1 338	1 337
Provisions non courantes	29	**51 560**	**49 465**
Droits des concédants sur les biens en concessions de distribution publique d'électricité en France existants et à renouveler	34	41 769	41 161
Passifs financiers non courants	39.1	42 688	40 646
Autres créditeurs	36	4 989	4 965
Impôts différés passifs	17.3	4 479	4 894
Passif non courant		**145 485**	**141 131**
Provisions courantes	29	3 968	5 010
Fournisseurs et comptes rattachés	35	13 681	12 805
Passifs financiers courants	39.1	12 789	12 766
Dettes d'impôts courants		571	396
Autres créditeurs	36	19 900	18 674
Passif courant		**50 909**	**49 651**
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	**406**	**12 874**
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**231 707**	**240 559**

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010[1]
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**4 506**	**1 814**
Pertes de valeur (reprises)		640	1 743
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		7 325	9 858
Produits et charges financiers		1 117	1 918
Dividendes reçus des entreprises associées		334	112
Plus ou moins-values de cession		(686)	164
Variation du besoin en fonds de roulement		(1 785)	(335)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***11 451***	***15 274***
Frais financiers nets décaissés		(1 623)	(2 197)
Impôts sur le résultat payés		(1 331)	(1 967)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**8 497**	**11 110**
Opérations d'investissement :			
Acquisitions/cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée) [2]		3 624	3 398
Acquisitions d'immobilisations incorporelles et corporelles		(11 134)	(12 241)
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		497	188
Variations d'actifs financiers		222	(6 272)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(6 791)**	**(14 927)**
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle [3]		(1 324)	(59)
Dividendes versés par EDF	28.3	(2 122)	(2 163)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(261)	(190)
Actions propres		(14)	(10)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***(3 721)***	***(2 422)***
Émissions d'emprunts		5 846	8 642
Remboursements d'emprunts		(4 071)	(4 652)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		194	231
Subventions d'investissement		161	149
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***2 130***	***4 370***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**(1 591)**	**1 948**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		**115**	**(1 869)**
Flux de trésorerie des activités en cours de cession [4]		**-**	**357**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**115**	**(1 512)**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture [4]		**5 567**	**6 982**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		115	(1 512)
Incidence des variations de change		54	76
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		44	29
Incidence des reclassements		(37)	(8)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [4]		**5 743**	**5 567**

(1) En application de la norme IFRS 5, la variation nette de trésorerie des activités en cours de cession (concernant EnBW pour l'exercice 2010) est présentée sur une ligne distincte du tableau de flux de trésorerie pour les exercices présentés.

(2) L'effet de la cession de la participation dans EnBW en 2011 s'élève à 3,8 milliards d'euros (règlement de 4,5 milliards d'euros net de la trésorerie cédée pour 738 millions d'euros).

(3) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées. Sur l'exercice 2011, l'acquisition d'intérêts complémentaires dans EDF Énergies Nouvelles représente un montant de (1 462) millions d'euros (voir notes 3.2 et 28.2).

(4) La variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Activités poursuivies	Activités en cours de cession	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture 2010	**6 429**	**553**	**6 982**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	11 110	1 072	12 182
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(14 927)	(673)	(15 600)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	1 948	(42)	1 906
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(1 869)**	**357**	**(1 512)**
Incidence des variations de change	70	6	76
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	23	6	29
Incidence des reclassements	6	(14)	(8)
Dividendes versés par les activités en cours de cession	170	(170)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture 2011	**4 829**	**738**	**5 567**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	8 497	-	8 497
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(6 791)	-	(6 791)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(1 591)	-	(1 591)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**115**	**-**	**115**
Incidence des variations de change	54	-	54
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	44	-	44
Incidence des reclassements	(37)	-	(37)
Sortie de la trésorerie des activités en cours de cession	738	(738)	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE 2011	**5 743**	**-**	**5 743**

Variations des capitaux propres consolidés

(en millions d'euros)	Capital	Réserves consolidées et résultat	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers [1]	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
Capitaux propres au 31/12/2009	**924**	**30 627**	**26**	**(1 320)**	**(366)**	**29 891**	**4 776**	**34 667**
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres [2]	-	-	-	1 894	765	2 659	100	2 759
Résultat net	-	1 020	-	-	-	1 020	229	1 249
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**-**	**1 020**	**-**	**1 894**	**765**	**3 679**	**329**	**4 008**
Dividendes distribués	-	(2 163)	-	-	-	(2 163)	(208)	(2 371)
Achats/ventes d'actions propres	-	-	(9)	-	-	(9)	-	(9)
Autres variations [3]	-	(15)	(36)	(31)	1	(81)	689	608
Capitaux propres au 31/12/2010	**924**	**29 469**	**(19)**	**543**	**400**	**31 317**	**5 586**	**36 903**
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres	-	-	-	632	(1 512)	(880)	73	(807)
Résultat net	-	3 010	-	-	-	3 010	236	3 246
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	**-**	**3 010**	**-**	**632**	**(1 512)**	**2 130**	**309**	**2 439**
Augmentation de capital d'EDF [4]	6	300	(324)	-	-	(18)	-	(18)
Réduction de capital d'EDF [4]	(6)	(318)	324	-	-	-	-	-
Dividendes distribués [5]	-	(2 122)	-	-	-	(2 122)	(262)	(2 384)
Achats/ventes d'actions propres	-	-	(7)	-	-	(7)	-	(7)
Autres variations [6]	-	(769)	-	-	39	(730)	(1 296)	(2 026)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2011	**924**	**29 570**	**(26)**	**1 175**	**(1 073)**	**30 570**	**4 337**	**34 907**

(1) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(2) Suite à la cession des activités de réseaux au Royaume-Uni, les produits et charges comptabilisés en capitaux propres intègrent en 2010 un effet positif de 395 millions d'euros (dont 732 millions d'euros au niveau des écarts de conversion et (337) millions d'euros au niveau des écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers) suite au recyclage en résultat d'écarts de conversion nets de couverture d'investissement net.

(3) Les autres variations attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent en 2010 un montant de 658 millions d'euros relatifs aux actionnaires minoritaires d'EDF Luminus.

(4) Les opérations d'augmentation et de réduction de capital d'EDF sont liées à l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange relative aux titres d'EDF Énergies Nouvelles (voir notes 3.2 et 28.2).

(5) Dont acomptes sur dividendes 2011 pour 1 053 millions d'euros et solde du dividende 2010 pour 1 069 millions d'euros.

(6) Les autres variations – part du Groupe et attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle – intègrent respectivement pour (716) millions d'euros et (764) millions d'euros les effets de l'acquisition des intérêts minoritaires d'EDF Énergies Nouvelles. Les autres variations de capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent également les effets de la sortie d'EnBW à hauteur de (519) millions d'euros.

Sommaire

Annexe aux comptes consolidés

Note 1 Référentiel comptable du Groupe 301
- 1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe 301
- 1.2 Évolutions du référentiel comptable au 1er janvier 2011 301
- 1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation 301

Note 2 Comparabilité des exercices 316
- 2.1 Présentation des activités d'optimisation d'achats et ventes d'énergie d'EDF Luminus 316
- 2.2 Impact sur le compte de résultat consolidé de l'exercice 2010 316

Note 3 Opérations et événements majeurs 317
- 3.1 Activités du Groupe en Italie 317
- 3.2 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange (OPAES) sur EDF Énergies Nouvelles 317
- 3.3 Cession de la participation dans EnBW 318
- 3.4 Accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima au Japon 318
- 3.5 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2010 318

Note 4 Évolutions réglementaires en France 319
- 4.1 Loi NOME 319
- 4.2 CSPE 319

Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation 320
- 5.1 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2011 320
- 5.2 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2010 320

Note 6 Informations sectorielles 321
- 6.1 Informations par secteurs opérationnels 321
- 6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services 322

COMPTE DE RÉSULTAT 323

Note 7 Chiffre d'affaires 323

Note 8 Achats de combustible et d'énergie 323

Note 9 Autres consommations externes 324

Note 10 Charges de personnel 324
- 10.1 Charges de personnel 324
- 10.2 Effectifs moyens 324

Note 11 Impôts et taxes 325

Note 12 Autres produits et charges opérationnels 325
- 12.1 Subventions d'exploitation 325
- 12.2 Charge nette liée au mécanisme TaRTAM 325
- 12.3 Résultat de déconsolidation 325
- 12.4 Résultat de cession d'immobilisations 326
- 12.5 Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation 326

Note 13 Prolongation du TaRTAM - lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010 326

Note 14 Pertes de valeur/reprises 326
- 14.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations 326
- 14.2 Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur 327

Note 15 Autres produits et charges d'exploitation 329

Note 16 Résultat financier 329
- 16.1 Coût de l'endettement financier brut 329
- 16.2 Effet de l'actualisation 329
- 16.3 Autres produits et charges financiers 330

Note 17 Impôts sur les résultats 330
- 17.1 Ventilation de la charge d'impôt 330
- 17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 330
- 17.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 331
- 17.4 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature 331

Note 18 Résultat net et résultat net dilué par action 332

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES 333

Note 19 Goodwill 333
- 19.1 Variation des goodwill 333
- 19.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel 333

Note 20 Autres actifs incorporels 334

Note 21 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 334
- 21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 334
- 21.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours) 335

Note 22 Immobilisations en concessions des autres activités 335
- 22.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités 335
- 22.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours) 336

Note 23 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 336
- 23.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre 336
- 23.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement) 337
- 23.3 Contrats de location-financement 337

Note 24 Participations dans les entreprises associées 338
- 24.1 RTE 338
- 24.2 Alpiq 338

Note 25 Stocks 339

Note 26 Clients et comptes rattachés 339

20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur

Annexe aux comptes consolidés

Note 27 Autres débiteurs 340

Note 28 Capitaux propres 340
28.1 Capital social 340
28.2 Actions propres 340
28.3 Distributions de dividendes 340

Note 29 Provisions 341

Note 30 Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs 341
30.1 Provisions nucléaires en France 342
30.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 345
30.3 Provisions nucléaires de CENG 346
30.4 Provisions liées à la production nucléaire des autres filiales 346

Note 31 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires 347

Note 32 Avantages du personnel 347
32.1 Groupe EDF 347
32.2 France 349
32.3 Royaume-Uni 352

Note 33 Autres provisions 353
33.1 Provisions pour risques liés aux participations 354
33.2 Provisions pour litiges 354
33.3 Provisions pour contrats onéreux 354
33.4 Autres provisions 354

Note 34 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler 354

Note 35 Fournisseurs et comptes rattachés 354

Note 36 Autres créditeurs 355
36.1 Avances et acomptes reçus 355
36.2 Dettes fiscales et sociales 355
36.3 Produits constatés d'avance 355

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS 356

Note 37 Actifs financiers courants et non courants 356
37.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants 356
37.2 Détail des actifs financiers 356
37.3 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti 357
37.4 Variation des actifs financiers hors dérivés 358

Note 38 Trésorerie et équivalents de trésorerie 358

Note 39 Passifs financiers courants et non courants 359
39.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers 359
39.2 Emprunts et dettes financières 359
39.3 Endettement financier net 362

Note 40 Juste valeur des instruments financiers 362

Note 41 Gestion des risques financiers 363

Note 42 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 364
42.1 Couverture de juste valeur 364
42.2 Couverture de flux de trésorerie 364
42.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger 364
42.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres 365
42.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières 367

Note 43 Instruments dérivés non qualifiés de couverture 368
43.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction 368
43.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction 368
43.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture 369

AUTRES INFORMATIONS 370

Note 44 Engagements hors bilan 370
44.1 Engagements donnés 370
44.2 Engagements reçus 374

Note 45 Passifs éventuels 375
45.1 Réseau d'Alimentation Général – Décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 375
45.2 Contrôles fiscaux 375
45.3 Litiges en matière sociale 375
45.4 ERDF – Contentieux avec des producteurs photovoltaïques 375
45.5 Edipower 376
45.6 EDF Énergies Nouvelles – Silpro 376

Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 376

Note 47 Contribution des co-entreprises 377

Note 48 Actifs dédiés d'EDF 378
48.1 Réglementation 378
48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 378
48.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF et coût actualisé des obligations nucléaires de long terme associées 379
48.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2011 379
48.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme 379

Note 49 Parties liées 380
49.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation 380
49.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 380
49.3 Rémunération des organes d'administration et de direction 381

Note 50 Environnement 382
50.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre 382
50.2 Certificats d'économies d'énergie 382
50.3 Certificats d'énergie renouvelable 382

Note 51 Événements postérieurs à la clôture 383
51.1 Émission d'un emprunt obligataire 383
51.2 Offre pour la reprise de Photowatt 383
51.3 Renforcement du partenariat à long terme dans l'uranium naturel avec AREVA 383

Note 52 Périmètre de consolidation 384

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 les comptes des sociétés contrôlées de manière exclusive, directement ou indirectement, par la Société et ses filiales, consolidés par intégration globale, les comptes des sociétés contrôlées conjointement (co-entreprises) consolidés par intégration proportionnelle ainsi que les comptes des sociétés dans lesquelles la Société exerce une influence notable (entreprises associées) consolidés par mise en équivalence. L'ensemble économique est 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 2011 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 15 février 2012. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 24 mai 2012.

L'exercice 2010 a été marqué par trois opérations majeures relatives au périmètre d'activité du Groupe qui affectent la comparabilité des exercices présentés :

- la cession des réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité britanniques le 29 octobre 2010 ;
- la cession d'EnBW, approuvée par le Conseil d'administration réuni le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011 ; et
- la consolidation par mise en équivalence de RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE) à compter du 31 décembre 2010.

20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur

Annexe aux comptes consolidés

Note 1. Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2011 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2011. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives présentées dans l'annexe aux comptes consolidés au titre de l'exercice 2010 sont retraitées des impacts du changement de présentation des activités d'optimisation d'EDF Luminus (voir note 2).

1.2 Évolutions du référentiel comptable au 1er janvier 2011

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2011 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2010, à l'exception des normes adoptées par l'Union européenne en 2009, 2010 et 2011, et dont l'application est obligatoire à compter du 1er janvier 2011.

Les normes et interprétations suivantes adoptées par l'Union européenne sont d'application obligatoire à partir du 1er janvier 2011 :
- la norme IAS 24 « Information relative aux parties liées » révisée ;
- l'interprétation IFRIC 19 « Extinction de passifs financiers au moyen d'instruments de capitaux propres » ;
- l'amendement « Classement des émissions de droits » à IAS 32 « Instruments financiers : présentation » ;
- les amendements « Exemption limitée à la présentation d'informations comparatives relatives à IFRS 7 par les premiers adoptants » à IFRS 1 ;
- les amendements « Paiements anticipés des exigences de financement minimal » à IFRIC 14 ;
- les améliorations annuelles (2008-2010) des IFRS.

La mise en œuvre de ces normes, interprétations et amendements n'a pas eu d'impact significatif sur les comptes consolidés du groupe EDF.

De plus, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les amendements à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir – Transferts d'actifs financiers » adoptés par l'Union européenne en 2011 et dont l'application n'est pas obligatoire.

L'impact potentiel de ces amendements est en cours d'évaluation par le Groupe.

Le Groupe n'a pas appliqué par anticipation les textes suivants qui devraient faire l'objet d'une approbation par l'Union européenne au plus tôt en 2012 :
- les normes relatives à la consolidation adoptées par l'IASB en 2011, à savoir :
  - IFRS 10 « États financiers consolidés » ;
  - IFRS 11 « Partenariats » ;
  - IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ;
  - IAS 27 (2011) « États financiers individuels » ;
  - IAS 28 (2011) « Participations dans des entreprises associées et des co-entreprises » ;
- la norme IFRS 13 « Évaluation de la juste valeur » ;
- l'interprétation IFRIC 20 intitulée « Frais de découverture engagés pendant la phase de production d'une mine à ciel ouvert » ;
- les amendements à IAS 1 intitulés « Présentation des postes des autres éléments du résultat global (OCI) » ;
- les amendements à IAS 12 intitulés « Impôts différés : recouvrement des actifs sous-jacents » ;
- les amendements à IAS 19 « Avantages au personnel » relatifs aux régimes à prestations définies ;
- les amendements à IFRS 1 intitulés « Sévère hyper-inflation et suppression des dates d'application fermes pour les nouveaux adoptants » ;
- les amendements à IAS 32 relatifs aux règles de compensation des actifs financiers et des passifs financiers ;
- les amendements à IFRS 7 sur les informations à fournir se rapportant à la compensation des actifs financiers et des passifs financiers.

L'impact potentiel de ces textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

Enfin, dans le cadre du projet de refonte d'IAS 39, l'IASB a adopté une nouvelle norme IFRS 9 « Instruments financiers – Phase 1 Classification et évaluation » en novembre 2009. N'ayant pas fait l'objet d'une adoption par l'Union européenne, et suivant les dispositions réglementaires en vigueur, cette norme n'est pas applicable par anticipation pour l'exercice clos le 31 décembre 2011.

1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception de certains instruments financiers qui sont comptabilisés à la juste valeur.
Les méthodes utilisées pour évaluer la juste valeur de ces instruments sont présentées en note 1.3.17.

1.3.2 Jugements et estimations de la direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer 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.
Dans le contexte actuel de volatilité des marchés financiers, en particulier sur les prix des matières premières, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Enfin, les réflexions autour des conséquences de l'accident nucléaire de Fukushima n'ont pas conduit le Groupe, à date, à modifier les principales hypothèses relatives à l'exploitation et au développement de son parc de production nucléaire, notamment en ce qui concerne la durée d'exploitation des centrales.

1.3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs, est sensible aux hypothèses 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.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 30.1.5.

1.3.2.2 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 à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2011 sont détaillées en note 32. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2011 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité pour la France et le Royaume-Uni sont présentées respectivement en notes 32.2.6 et 32.3.5.

1.3.2.3 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 macro-économiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'électricité – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révise ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.
Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 14.

1.3.2.4 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.2.5 Énergie et acheminement en compteurs

Comme précisé en note 1.3.7, 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. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.6 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a 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 1.3.26. 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.

1.3.2.7 Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Le dispositif du TaRTAM est arrivé à échéance le 30 juin 2011. Pour évaluer la contribution à sa charge dans le cadre de l'application de ce dispositif pour les périodes concernées, le Groupe a retenu différentes hypothèses à partir des meilleures informations et prévisions disponibles pour apprécier notamment le volume d'électricité bénéficiant de ce tarif, l'évolution des prix de l'électricité sur le marché et les coûts d'approvisionnement des fournisseurs compensés.

1.3.2.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.9 Autres jugements

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettront d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.3 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 des droits de vote, directe et indirecte, est supérieure à 50 %. 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 co-entreprises 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, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les entreprises associées désignent les entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %. Les entreprises associées sont consolidées par la méthode de la mise en équivalence. Les participations dans les entreprises associées sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées » du compte de résultat.

Toutes les transactions internes, y compris les profits réalisés entre sociétés consolidées, sont éliminées.
La liste des filiales, co-entreprises et entreprises associées est présentée en note 52.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1er janvier 2010, l'écart de valeur entre les intérêts minoritaires et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

Les états financiers du Groupe sont présentés en euros, qui est, également, la monnaie fonctionnelle de la société mère. Toutes les données financières sont arrondies au million d'euros le plus proche.

1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions.

1.3.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;
- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat, comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales et les sociétés sur lesquelles EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie, des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :
- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.
Les quantités d'énergie livrée non relevée non facturée sont déterminées à partir de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading) sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt 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, co-entreprises 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.

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action 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 souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

1.3.10 Regroupements d'entreprises

Depuis le 1er janvier 2010, le Groupe applique la norme IFRS 3 révisée. Par conséquent, les regroupements d'entreprises intervenus à compter de cette date sont évalués et comptabilisés conformément aux nouvelles dispositions de la méthode d'acquisition.

À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est offert transaction par transaction.

Toute prise ou cession de participation ne modifiant pas le contrôle, réalisée après le regroupement d'entreprises, est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée selon IAS 27 amendée directement en capitaux propres.

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.

En cas de prise de contrôle par étape, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 révisée et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

Les goodwill représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprises et la part d'intérêt du Groupe dans la juste valeur des actifs acquis et passifs repris 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 définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

1.3.11.1.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales ou de co-entreprises 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 des entreprises associées ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.16.

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.
Les 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.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels et marques amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (UOP – « *Unit Of Production method* ») ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux – voir note 1.3.29) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupements d'entreprises selon IFRS 3 révisée, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives.

1.3.12 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année 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* »).

1.3.13 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.13.1 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 1.3.23). 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 sur la durée de vie des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre. Sont notamment concernés les coûts de grande révision programmée qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux révisions.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, s'agissant d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23.

1.3.13.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité sont en général les suivantes pour les principaux ouvrages :

Barrages hydroélectriques	75 ans
Matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
Centrales thermiques à flamme	30 à 45 ans
Installations de production nucléaire	40 à 60 ans
Installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 50 ans
Installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans

1.3.14 Contrats de concession

1.3.14.1 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'interprétation IFRIC 12 «Accords de concession de services», appliquée par le groupe EDF depuis le 1er janvier 2010, a un impact limité sur le bilan et le compte de résultat du Groupe compte tenu des caractéristiques des contrats de concession. En effet, pour la majeure partie de ses contrats de concession, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.14.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport, dont le concédant est l'État.

1.3.14.2.1 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 particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concédant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.14.2.2 Les concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique 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, etc.), 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 liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession ont conduit à une accélération du plan d'amortissement de certains biens.

1.3.14.2.3 La concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE. Suite à la mise en équivalence de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs sont compris dans la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.14.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en «Immobilisations en concession des autres activités». Les concessions à l'étranger concernent principalement Edison en Italie, qui est

concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont remises gratuitement à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.
Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 1.3.12).

1.3.15 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.15.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.
La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.15.2 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 (reçus) au titre de ces contrats sont comptabilisés en charges (en produits) dans le compte de résultat.

1.3.15.3 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.

1.3.16 Pertes de valeur des goodwill ou des immobilisations incorporelles ou corporelles

À chaque arrêté, le Groupe cherche à identifier les indices de perte de valeur montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des unités génératrices de trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT intégrant un goodwill ou un actif incorporel non amortissable.

Pour les UGT intégrant un goodwill ou un autre actif incorporel non amortissable, ou lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé 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 UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Le Groupe a retenu comme UGT soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilées le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition.
  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 impôts.
- Les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme de trois ans minimum 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.
- La juste valeur nette des coûts de sortie est évaluée sur la base de multiples de transactions constatés sur les dernières transactions du secteur correspondant.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.17 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participation non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 48.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont systématiquement classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

1.3.17.1 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.

Les instruments financiers à la juste valeur sont classés selon le niveau de hiérarchie suivant :

- niveau 1 (cours cotés) : instruments financiers faisant l'objet de cotations sur un marché actif ;
- niveau 2 (données observables) : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant sur des paramètres observables ;
- niveau 3 (modèle interne) : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant pour tout ou partie sur des paramètres non observables.

1.3.17.1.1 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 que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (trading) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.
Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de trading, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir 1.3.17.1.6.1).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
  - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
  - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

1.3.17.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.17.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financiers sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.
Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.17.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Les actifs financiers disponibles à la vente 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 financier (voir note 1.3.17.2.2).

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 ».

1.3.17.1.5 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés 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 du passif financier. La juste valeur est calculée par actualisation des flux futurs au taux de marché.

1.3.17.1.6 Instruments financiers dérivés

1.3.17.1.6.1 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 comptabilisé séparément, en date de la mise en place du contrat.

1.3.17.1.6.2 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 ».

1.3.17.1.6.3 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 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert, et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe 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 retient la typologie de couverture suivante :

(A) Couverture de juste valeur
Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

(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.

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.

1.3.17.2 Dépréciation des actifs financiers
À chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

1.3.17.2.1 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 produits et charges financiers» du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

1.3.17.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente
S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation utilisés de manière générale :
- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation:
- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de celle-ci.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financeront et la gestion long terme de ces fonds.

1.3.17.3 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.

1.3.17.4 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 «Passifs financiers».

1.3.18 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.

1.3.18.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication, etc.).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.3.18.2 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.

Les certificats d'énergie renouvelable sont également enregistrés dans les autres stocks (voir note 1.3.29.2).

1.3.19 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.
Cette rubrique enregistre également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée, non relevée et non facturée. Une dépréciation est constituée pour faire face au risque de non recouvrement.

1.3.20 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 ».

1.3.21 Capitaux propres

1.3.21.1 Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

1.3.21.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.22 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 nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.3.23 Provisions hors avantages au personnel

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.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'une obligation, d'un risque ou d'un litige ayant fait l'objet d'une provision, pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

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 certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

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 en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;

- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (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 fonction des décaissements futurs actualisés 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.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières dans la ligne «Effet de l'actualisation».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :
- en variation des actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

1.3.24 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière…) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail…).

1.3.24.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des 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 des retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants, en prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents, nécessaire pour ouvrir une pension à taux plein) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, des 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 Industries électriques et gazières (IEG) ;
- d'un taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements, déterminé conformément à 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.

Pour les avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée 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/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.3.24.2 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 dépendant des réglementations.

Filiales françaises relevant du régime des IEG

Les filiales qui relèvent des Industries électriques et gazières sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, ERDF, RTE, Électricité de Strasbourg et certaines filiales du sous-groupe TIRU.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG intervenue en 2004 et entrée en vigueur au 1er janvier 2005, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraite correspondent aux droits spécifiques des agents, c'est-à-dire 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'évaluation tient également compte des frais de gestion de la Caisse nationale des IEG (CNIEG) qui sont à la charge de l'entreprise, la CNIEG assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :
- Les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel (« tarif agent »). L'engagement du groupe EDF relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'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 : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance.

- 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 12 derniers mois de leurs activités, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

- Les autres avantages comprennent les indemnités compensatrices de frais d'études, les indemnités complémentaires de retraite, le compte épargne-jour retraite, ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités anglaises, américaines et italiennes, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

1.3.24.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :
- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes, et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles reversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.25 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 de parts 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 œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.
Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés et anciens salariés constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage, dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés, se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.
Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

1.3.26 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :
- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
  - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date, avec pour assiette de calcul :
  - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
  - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité.
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 5 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 5 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle actualisation pour l'exercice 2011 :

Impacts sur le compte de résultat :

(en millions d'euros et avant impôt)	2011
Résultat d'exploitation	500
Résultat financier	(600)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(100)

Impacts bilan - capitaux propres :

(en millions d'euros et avant impôt)	2011
À l'ouverture	2 540
À la clôture	2 440

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.27 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.

1.3.28 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.
Le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Dans le tableau de flux de trésorerie, les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie des activités en cours de cession sont également isolées sur une ligne distincte.

1.3.29 Environnement

1.3.29.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

En l'absence de dispositions IFRS spécifiques, le Groupe a retenu le traitement comptable dit de « l'approche nette », qui consiste à ne rien comptabiliser au titre des émissions réalisées tant que l'entité ne projette pas une position annuelle déficitaire des droits d'émission. Seuls les achats et les ventes de quotas font l'objet d'enregistrements comptables.

De ce fait, le Groupe retient les principes suivants :

- les droits d'émission 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 (valorisation nulle) ;
- lorsque les émissions réalisées sur l'exercice d'une entité du Groupe sont supérieures aux droits alloués par l'État, possédés à la clôture et non vendus à terme, 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.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles au 31 décembre de l'exercice et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'État au titre de l'année, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation doit être constatée ou, le cas échéant, reprise pour partie ou en totalité.

Par ailleurs, 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.

1.3.29.2 Certificats d'énergie renouvelable

La valorisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable (énergie verte) s'opère à travers deux grands mécanismes :
- le prix de vente qui intègre les coûts liés à la production de cette électricité ;
- l'obtention de certificats d'énergie renouvelable.

Ainsi, le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable s'applique :
- aux producteurs non contraints (car l'obligation porte sur la commercialisation : Pologne, EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs contraints (car l'obligation porte sur la production, ou car ils sont également commercialisateurs et ont, à ce titre, une obligation de commercialisation : Edison, Fenice, EDF Energy).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :
- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
  - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
  - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,
  - dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :
    - les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et
    - une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.29.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :
- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Dans le cadre général d'un dispositif des certificats d'économie d'énergie (semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005) :
- les certificats obtenus auprès de l'État suite aux actions réalisées ne font pas l'objet d'un enregistrement en comptabilité ;
- les acquisitions de certificats d'économie d'énergie sont enregistrées en :
  - charges si ces acquisitions sont destinées à satisfaire l'obligation,
  - immobilisations incorporelles si ces certificats sont acquis en vue de leur vente (du fait de l'absence de marché actif).

1.3.29.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées 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, représentative d'avantages économiques ;
- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

Note 2. Comparabilité des exercices

2.1 Présentation des activités d'optimisation d'achats et ventes d'énergie d'EDF Luminus

EDF Luminus (nouvelle raison sociale de SPE – Belgique) a enregistré les achats d'énergie dans le cadre de ses activités d'optimisation en diminution de son chiffre d'affaires au cours de l'exercice 2010. Afin de se conformer aux règles de présentation du Groupe, les achats d'énergie réalisés dans le cadre de cette activité ne sont plus enregistrés en diminution du chiffre d'affaires à compter de 2011 et pour les exercices comparatifs présentés. Ce changement a pour effet d'augmenter le chiffre d'affaires de l'exercice 2010 de 155 millions d'euros et la charge relative aux achats de combustible et d'énergie du même montant (sans impact sur l'excédent brut d'exploitation et le résultat net).

2.2 Impact sur le compte de résultat consolidé de l'exercice 2010

(en millions d'euros)	2010 publié	Impacts optimisation EDF Luminus	2010 retraité
Chiffre d'affaires	65 165	155	65 320
Achats de combustible et d'énergie	(26 021)	(155)	(26 176)
Autres consommations externes	(10 582)	-	(10 582)
Charges de personnel	(11 422)	-	(11 422)
Impôts et taxes	(3 227)	-	(3 227)
Autres produits et charges opérationnels	3 090	-	3 090
Prolongation du TaRTAM – lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010	(380)	-	(380)
Excédent brut d'exploitation	**16 623**	**-**	**16 623**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	15	-	15
Dotations aux amortissements	(7 426)	-	(7 426)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(428)	-	(428)
(Pertes de valeur) / reprises	(1 743)	-	(1 743)
Autres produits et charges d'exploitation	(801)	-	(801)
Résultat d'exploitation	**6 240**	**-**	**6 240**
Coût de l'endettement financier brut	(2 754)	-	(2 754)
Effet de l'actualisation	(3 134)	-	(3 134)
Autres produits et charges financiers	1 462	-	1 462
Résultat financier	**(4 426)**	**-**	**(4 426)**
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	**1 814**	**-**	**1 814**
Impôts sur les résultats	(1 079)	-	(1 079)
Quote-part de résultat net dans les entreprises associées	134	-	134
Résultat net des activités en cours de cession	380	-	380
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	**1 249**	**-**	**1 249**
Dont résultat net – part du Groupe	**1 020**	**-**	**1 020**
Résultat net des activités poursuivies	634	-	634
Résultat net des activités en cours de cession	386	-	386
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**229**	**-**	**229**
Résultat net des activités poursuivies	235	-	235
Résultat net des activités en cours de cession	(6)	-	(6)

Note 3. Opérations et événements majeurs

3.1 Activités du Groupe en Italie

3.1.1 Accord préliminaire pour l'acquisition d'Edison par le groupe EDF et l'acquisition d'Edipower par A2A

Le 26 décembre 2011, un accord préliminaire entre EDF, A2A, Delmi, Edison et Iren a été signé. Cet accord a pour objectif la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Le groupe EDF doit ainsi prendre le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TDE (50 %), à un prix négocié de 0,84 euro par action Edison, soit un montant total de 705 millions d'euros.

Ainsi, au terme de l'opération, qui ne pourra intervenir qu'une fois les conditions suspensives levées, liées en particulier à l'accord des autorités réglementaires et de la concurrence, le Groupe détiendra 78,96 % du capital et 80,7 % des droits de vote d'Edison.

Il est également prévu dans l'accord qu'une offre soit ultérieurement proposée aux minoritaires d'Edison par le groupe EDF. Le prix de cette offre doit correspondre au maximum au prix des actions Edison acquises par l'intermédiaire de TDE, soit 0,84 euro par action. Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par le Groupe, Delmi prendra le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50 %) et d'Alpiq (20 %) dans Edipower, pour un prix total de 805 millions d'euros.

Conformément aux étapes prévues dans le calendrier de l'accord préliminaire, le 24 janvier 2012, les Conseils d'administration d'Edison puis d'EDF ont validé le projet d'accord préliminaire pour la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Cette approbation a également été obtenue des organes de gouvernance des autres sociétés concernées par la transaction.
L'accord préliminaire du 26 décembre 2011 prévoit également qu'un contrat à long terme (6 ans) de fourniture de gaz soit signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50 % des besoins en gaz de cette dernière.

Les accords définitifs ont été signés le 15 février 2012. La réalisation de ces accords est conditionnée, d'une part, à la confirmation par l'autorité de marché italienne (Consob) du prix de 0,84 euro par action pour l'offre aux minoritaires, et d'autre part, à l'approbation des opérations par les autorités de concurrence italienne et de Bruxelles.

L'acquisition de TDE permettra au groupe EDF de prendre le contrôle exclusif de la société Edison, la date de prise de contrôle devant normalement intervenir avant le 30 juin 2012. L'opération sera donc traitée au regard de la norme IFRS 3 révisée.

S'agissant de l'offre aux actionnaires minoritaires, dans la mesure où le groupe EDF aura déjà pris le contrôle d'Edison au moment de l'offre, cette opération sera traitée comme une transaction entre actionnaires, selon la norme IAS 27 amendée, avec un impact en capitaux propres.

3.1.2 Provision pour risques enregistrée au 31 décembre 2010 concernant les activités du Groupe en Italie

Au 31 décembre 2010, différents indicateurs et incertitudes avaient conduit le Groupe à constater une provision pour risques de 750 millions d'euros sur le secteur Italie, enregistrée en résultat de la période en « Autres produits et charges d'exploitation ».

Les comptes consolidés du groupe EDF au 31 décembre 2011 tiennent compte des pertes de valeur et provisions pour risques intégrées dans les comptes de l'exercice 2010 (arrêtés en mars 2011) et 2011 d'Edison et de TDE *via* une affectation à hauteur de 668 millions d'euros de la provision pour risques enregistrée au 31 décembre 2010. Les informations relatives à ces pertes de valeur sont présentées en note 14.

3.2 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange (OPAES) sur EDF Énergies Nouvelles

Le groupe EDF, déjà actionnaire d'EDF Énergies Nouvelles à hauteur de 50 %, a lancé le 8 avril 2011 une offre publique d'achat simplifiée alternative en numéraire ou en titres afin d'acquérir l'ensemble des actions composant le capital d'EDF Énergies Nouvelles.
Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 avril 2011, a approuvé cette offre. L'opération a été soutenue par le groupe Mouratoglou, partenaire de longue date d'EDF et actionnaire d'EDF Énergies Nouvelles à hauteur de 25,1 %, qui a apporté l'intégralité de sa participation dans EDF Énergies Nouvelles, pour moitié à la branche en titres, le solde ayant été apporté à l'offre en numéraire.

Suite à la clôture de l'offre intervenue le 16 juin 2011, le Groupe a acquis les titres apportés pour un montant de 1 351 millions d'euros, portant sa participation dans EDF Énergies Nouvelles à 96,71 %. Ce montant se compose de :
- 1 045 millions d'euros, soit 33,7 % relatifs à la part en numéraire de l'offre ;
- 306 millions d'euros, soit 13,0 % relatifs à la part titres.

EDF a par la suite mis en œuvre un retrait obligatoire des actions non présentées à l'offre pour un prix de 40 euros par action. En parallèle, un contrat de liquidité a été mis en place pour permettre le rachat par EDF des actions relevant des plans accordés aux salariés. Ces opérations représentent un coût total de 103 millions d'euros.

Des rachats d'actions propres ont été réalisés pour 324 millions d'euros dans la perspective de neutraliser l'effet dilutif de l'opération sur le pourcentage de contrôle des actionnaires d'EDF. Cette neutralisation est intervenue le 28 septembre 2011 suite à la réalisation d'une opération de réduction de capital d'EDF SA par annulation d'actions propres.

En application d'IAS 27 amendée, l'opération est considérée comme une transaction entre actionnaires. Elle se traduit dans les comptes consolidés par une diminution des capitaux propres – part du Groupe de 716 millions d'euros, correspondant à la différence entre le prix d'acquisition et la valeur nette comptable des intérêts minoritaires acquis. Suite à l'opération, EDF Énergies Nouvelles reste consolidé par intégration globale avec un pourcentage d'intérêts s'élevant à 100 % à compter du 29 juin 2011.

3.3 Cession de la participation dans EnBW

L'opération de cession de la participation du Groupe dans EnBW a été finalisée le 17 février 2011. Conformément aux accords signés le 6 décembre 2010 entre les deux parties, elle s'est traduite par le versement au groupe EDF d'un montant de 4,5 milliards d'euros le 17 février 2011, en complément de l'acompte de 169 millions reçu le 16 décembre 2010. Le résultat net de cession s'élève à 253 millions d'euros (276 millions d'euros avant impôt, enregistrés en « Autres produits et charges d'exploitation »).

EnBW constituait un secteur opérationnel (secteur « Allemagne ») du Groupe sur l'exercice 2010 et en application d'IFRS 5, la participation du Groupe dans EnBW a été considérée comme une « activité abandonnée ».

Cette opération se traduit également par la disparition en 2011 de l'engagement hors bilan de 2,3 milliards d'euros dans les comptes du Groupe au titre de l'option de vente à EDF de tout ou partie des 25 % d'actions EnBW détenues par OEW.

3.4 Accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima au Japon

Dans différents pays où le Groupe est présent, les autorités ont pris, suite à l'accident de Fukushima, des décisions relatives aux centrales en exploitation et aux projets de nouvelles centrales.

En France, dans sa lettre du 23 mars 2011, le Premier Ministre a confié à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) la réalisation d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires françaises. L'ASN, en vue d'assurer la cohérence des actions entreprises au niveau national et au niveau européen, a présenté un cahier des charges pour ces évaluations le 9 mai 2011.

Dès le mois d'avril, parallèlement aux évaluations complémentaires de sûreté, EDF a présenté ses premières propositions pour renforcer la sûreté et la maîtrise de son parc de production nucléaire devant le collège des commissaires de l'ASN. Après Fukushima, EDF a dégagé un premier programme d'actions à court, moyen et long termes, qui comporte plusieurs volets :

- l'évaluation des moyens techniques et humains au meilleur niveau d'ores et déjà prévus en cas d'accident ;
- la création d'une « task force » nationale d'intervention rapide pour renforcer le dispositif de crise, avec des matériels de transports et des moyens humains dédiés, mobilisables dans les 24 à 48 heures ;
- un réexamen approfondi de la conception des centrales afin de s'assurer des marges de sûreté des installations face à des événements tels que les séismes, les inondations, les pertes d'alimentations électriques et de refroidissement.

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN ses 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté pour ses sites nucléaires en exploitation et en construction. Ce réexamen approfondi de la conception des centrales a témoigné en premier lieu d'un bon niveau de sûreté sur l'ensemble du parc nucléaire d'EDF. Des mesures complémentaires post-Fukushima ont été proposées à l'ASN, poussant plus loin les hypothèses, et ce pour concourir à élever encore le niveau de sûreté des centrales.

Le 3 janvier 2012, l'ASN a rendu son rapport sur les ECS menées à la suite de l'accident de Fukushima.
À l'issue des ECS des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes.

3.5 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2010

3.5.1 Changement de gouvernance de RTE et affectation de 50 % des titres RTE aux actifs dédiés

Un décret du 31 décembre 2010 a conduit à la nomination par l'État de deux représentants supplémentaires au Conseil de surveillance de RTE en remplacement de représentants d'EDF. Ne bénéficiant plus de la majorité au Conseil de surveillance de RTE, le groupe EDF n'est plus en mesure d'avoir le contrôle exclusif des politiques opérationnelles et financières de RTE au sens d'IAS 27. Compte tenu de l'influence notable que le Groupe exerce, notamment du fait de sa représentation au Conseil de surveillance, la participation du Groupe dans RTE est consolidée selon la méthode de la mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

La perte de contrôle de RTE par EDF est considérée comme une transaction sous contrôle commun et est comptabilisée à la valeur nette comptable.
Par ailleurs, le groupe EDF a procédé au 31 décembre 2010 à l'affectation de 50 % des titres RTE aux actifs dédiés (destinés à faire face aux charges futures de démantèlement des centrales nucléaires et de l'aval du cycle du combustible en France).

3.5.2 Cession des activités de réseaux Royaume-Uni

La cession des réseaux de distribution d'électricité britanniques, finalisée le 29 octobre 2010, s'est traduite par une plus-value de 46 millions d'euros, présentée au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation » au 31 décembre 2010.
Par ailleurs, elle a conduit à la déconsolidation des éléments de bilan liés aux réseaux britanniques et à une diminution de l'endettement financier net du Groupe de 6,7 milliards d'euros.

3.5.3 Activités du Groupe aux États-Unis

EDF et CEG ont finalisé le 3 novembre 2010 un accord global qui réorganise le partenariat entre les deux groupes, supprime l'option de vente d'actifs de production non nucléaire pour 2 milliards de dollars et octroie à EDF le contrôle à 100 % d'UniStar.

Selon les termes de cet accord, EDF a acquis la participation de 50 % de CEG dans UniStar et détient désormais 100 % du capital de cette société. De son côté, CEG s'est engagé à transférer à UniStar les terrains permettant le développement des sites nucléaires potentiels de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans l'État de New York. À la suite de la cession de sa participation, CEG s'est désengagé du développement et du financement du projet de construction d'un nouveau réacteur sur le site de Calvert Cliffs 3.
En contrepartie de ces différents éléments, EDF a versé 140 millions de dollars à CEG. L'accord prévoit également le transfert par EDF à CEG de 3,5 millions d'actions CEG qu'il détient. EDF a par ailleurs renoncé à compter de ce transfert à son poste d'administrateur au Conseil d'administration de CEG.

De son côté, CEG a renoncé au contrat d'option de vente à EDF de certains actifs de production non nucléaire dans la limite de 2 milliards de dollars.

À la suite de cet accord, la structure actionnariale actuelle de CENG restait inchangée : CEG est actionnaire à hauteur de 50,01 % et son partenaire EDF à hauteur de 49,99 %.

Dans le cadre des éléments décrits ci-avant, les effets suivants ont été enregistrés dans le compte de résultat consolidé de l'exercice 2010 pour un montant total de 1 042 millions d'euros :

- charge de 929 millions d'euros en « Pertes de valeur/reprises », dont 477 millions d'euros relatifs à CENG et 452 millions d'euros relatifs à UniStar ;
- charge de 93 millions d'euros en « Autres produits et charges d'exploitation », correspondant principalement à la perte liée au transfert à CEG de 3,5 millions d'actions CEG détenues par EDF ;
- charge de 20 millions d'euros relative au complément de dépréciation des titres CEG enregistrée sur l'exercice 2010 en « Autres produits et charges financiers ».

3.5.4 Exeltium

Le groupe EDF et Exeltium, une société qui réunit des industriels électro-intensifs, ont finalisé les conditions de mise en œuvre, en deux phases, du contrat de partenariat conclu le 31 juillet 2008, permettant ainsi le démarrage, au 1er mai 2010, des livraisons d'électricité à une centaine de sites industriels français pour environ la moitié de leurs droits au titre du contrat portant sur une livraison totale de l'ordre de 310 TWh répartie sur 24 ans.
Conformément à cet accord, Exeltium a réglé fin avril 2010 une première avance de 1,7 milliard d'euros. Sur le plan comptable, cette avance a été actualisée à compter du jour de sa réception.

Note 4. Évolutions réglementaires en France

4.1 Loi NOME

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010. Ses premiers textes d'application sont parus en avril et mai 2011.

Les principes essentiels de cette loi, qui vise à favoriser le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité en France, sont les suivants :

- développement de la concurrence par l'accès temporaire jusqu'en 2025 des autres fournisseurs à une part (ne pouvant pas excéder 100 TWh hors pertes des gestionnaires de réseaux) de la production d'énergie nucléaire historique en base d'EDF. C'est le principe de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique ou, ARENH, dont le prix a été fixé par arrêté ;
- contribution à la sécurité d'approvisionnement, qui imposera à chaque fournisseur de disposer à terme de capacités d'effacement de consommation ou de production suffisantes pour approvisionner tous leurs clients, notamment lors des pointes de consommation ;
- maintien du tarif bleu pour les particuliers et les professionnels ; le mode de calcul du tarif sera modifié à partir de 2015 pour refléter les conditions de l'ARENH ;
- suppression des tarifs jaune et vert pour les entreprises fin 2015 ; et
- report de cinq ans (jusqu'au 29 juin 2016) de l'échéance de constitution des actifs dédiés, sous réserve de la satisfaction de différents critères.

Le dispositif de l'ARENH est entré en vigueur au 1er juillet 2011. Les premières livraisons d'ARENH allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume annuel initial de 61,3 TWh. Celui-ci ne peut excéder 100 TWh par an, augmentés à partir d'août 2013 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation des pertes techniques.

Les arrêtés ont fixé le prix de l'ARENH conformément à la loi NOME à 40 €/MWh pour le second semestre 2011 et à 42 €/MWh pour le premier semestre 2012. Le prix devra ensuite évoluer vers le coût complet de production du parc nucléaire existant, en application d'un décret à venir précisant les coûts constitutifs de l'ARENH.
30,8 TWh ont été livrés au second semestre 2011 au titre de l'ARENH pour un montant de 1,2 milliard d'euros.

Le dispositif d'obligation de capacités devrait démarrer à l'horizon 2015.

4.2 CSPE

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique. Elle a augmenté de 3 €/MWh au 1er janvier 2011 pour s'établir à 7,5 €/MWh jusqu'au 30 juillet 2011. La loi de finances rectificative 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 €/MWh du 31 juillet 2011 au 30 juin 2012, puis à 10,5 €/MWh à partir du 1er juillet 2012.

Note 5. Évolutions du périmètre de consolidation

5.1 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2011

Outre l'OPAES sur EDF Énergies Nouvelles décrite en note 3.2, les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2011 concernent les entités suivantes.

5.1.1 Entités polonaises

La cession de la participation dans EnBW en 2011 a également pour conséquences :

- une modification du pourcentage d'intérêts et du contrôle du groupe EDF dans les entités Kogeneracja et Zielona Gora (Pologne), portant les pourcentages de détention dans ces entités respectivement à 33,4 % et 32,9 % (respectivement 40,6 % et 39,9 % au 31 décembre 2010). Les entités Kogeneracja et Zielona Gora sont consolidées par intégration proportionnelle à compter du 17 février 2011. En application d'IAS 27 amendée, le passage en intégration proportionnelle de ces entités a généré un résultat de déconsolidation de 28 millions d'euros ;
- une modification du pourcentage d'intérêts du groupe EDF dans l'entité ERSA (Rybnik), portant le pourcentage de détention du Groupe dans cette entité à 64,9 % à compter du 17 février 2011 (79,8 % au 31 décembre 2010).

Le Groupe a par ailleurs conclu avec EnBW le 21 décembre 2011 un accord sur le rachat de leur participation dans ces entités, dont la finalisation est attendue sur la deuxième quinzaine de février 2012 suite à l'aval des autorités européennes sur l'opération obtenu le 8 février 2012.

À l'issue de cette opération, le groupe EDF possèdera 97,3 % d'ERSA et 50 % plus une action de Kogeneracja. Le montant de la transaction est de 301 millions d'euros.

5.1.2 Dunkerque LNG

Le 29 juin 2011, Fluxys G et Total ont pris une participation à hauteur de respectivement 25 % et 10 % dans le capital de Dunkerque LNG, la société en charge de l'installation industrielle d'un terminal méthanier. À compter de cette date, Dunkerque LNG est détenue à 65 % par le groupe EDF et reste consolidée en intégration globale.

5.2 Variations du périmètre de consolidation au cours de l'exercice 2010

Outre les principales variations :

- cession des activités de réseaux régulés et non régulés de distribution d'électricité au Royaume-Uni ;
- acquisition complémentaire de 50 % d'UniStar (États-Unis), portant la participation du Groupe dans cette société à 100 % ;
- présentation de la participation d'EnBW en activités en cours de cession ;
- changement de méthode de consolidation de RTE,

qui font l'objet d'une présentation détaillée en note 3.5, la principale évolution de périmètre de consolidation concerne l'acquisition complémentaire de 12,5 % d'EDF Luminus, portant la participation du Groupe dans cette société à 63,5 %.

Note 6. Informations sectorielles

6.1 Informations par secteurs opérationnels

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 «Secteurs opérationnels».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations inter-secteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité Exécutif. Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- «**France**» qui désigne EDF, RTE et ERDF, et regroupe les activités non régulées (principalement Production et Commercialisation), les activités réseaux (Distribution et Transport) et les activités insulaires ;
- «**Royaume-Uni**» qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy, y compris British Energy et EDF Development Company Ltd ;
- «**Italie**» qui désigne les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TDE et Fenice ;
- «**Autre international**» qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- «**Autres activités**» qui désigne l'ensemble des autres participations dont EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru, Électricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	37 171	8 568	6 552	7 501	5 515	-	65 307
Chiffre d'affaires inter-secteur	578	8	-	185	620	(1 391)	
CHIFFRE D'AFFAIRES	**37 749**	**8 576**	**6 552**	**7 686**	**6 135**	**(1 391)**	**65 307**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**9 111**	**1 912**	**592**	**1 280**	**1 929**	**-**	**14 824**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**5 376**	**996**	**(155)**	**946**	**1 123**	**-**	**8 286**
Bilan :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	80 537	12 682	3 965	8 966	10 520	-	116 670
Participations dans les entreprises associées	4 737	25	24	2 325	573	-	7 684
Goodwill	-	8 260	1 400	599	1 389	-	11 648
Autres actifs sectoriels (1)	27 604	4 647	1 837	1 792	8 918	-	44 798
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	700	1	-	-	701
Autres actifs non affectés							50 206
TOTAL ACTIF	**112 878**	**25 614**	**7 926**	**13 683**	**21 400**	**-**	**231 707**
Autres informations :							
Investissements corporels et incorporels	7 378	1 179	318	437	1 822	-	11 134
Dotations aux amortissements	(3 899)	(966)	(427)	(528)	(465)	-	(6 285)
Pertes de valeur	-	-	(320)	(53)	(267)	-	(640)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.1.2 Au 31 décembre 2010

Suite à la cession en cours d'EnBW au 31 décembre 2010, le secteur « Allemagne » constitue une activité en cours de cession et n'est pas présenté en tant que secteur pour les données relatives au compte de résultat et aux investissements sur l'exercice 2010.

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Allemagne	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	36 167	10 683	-	5 647	7 033	5 790	-	65 320
Chiffre d'affaires inter-secteur	558	(1)	-	-	173	595	(1 325)	
CHIFFRE D'AFFAIRES	**36 725**	**10 682**	**-**	**5 647**	**7 206**	**6 385**	**(1 325)**	**65 320**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	**10 124**	**2 732**	**-**	**801**	**1 084**	**1 882**	**-**	**16 623**
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**5 374**	**799**	**-**	**(612)**	**(393)**	**1 072**	**-**	**6 240**
Bilan :								
Immobilisations incorporelles et corporelles	76 491	12 040	-	5 132	9 276	8 877	-	111 816
Participations dans les entreprises associées	4 649	28	-	23	2 515	639	-	7 854
Goodwill	-	7 972	-	1 910	604	1 542	-	12 028
Autres actifs sectoriels (1)	26 831	4 341	-	1 575	1 790	6 991	-	41 528
Actifs détenus en vue de la vente	-	21	17 857	122	78	67	-	18 145
Autres actifs non affectés								49 188
TOTAL ACTIF	**107 971**	**24 402**	**17 857**	**8 762**	**14 263**	**18 116**	**-**	**240 559**
Autres informations :								
Investissements corporels et incorporels	7 874	1 871	-	381	561	1 554	-	12 241
Dotations aux amortissements	(4 361)	(1 513)	-	(471)	(578)	(503)	-	(7 426)
Pertes de valeur	-	(397)	-	(192)	(960)	(194)	-	(1 743)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- **« Production-Commercialisation » :** production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « Production - Commercialisation » inclut également les activités de trading de matières premières ;
- **« Distribution » :** gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- **« Transport » :** exploitation, entretien et développement du réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- **« Autres » :** services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques,...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, panneaux solaires,…).

(en millions d'euros)	Production - Commercialisation	Distribution	Transport (1)	Autres	Éliminations (2)	Total
Au 31 décembre 2011 :						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	24 535	13 099	-	123	(586)	37 171
- dont reste du monde	24 092	432	-	3 612	-	28 136
CHIFFRE D'AFFAIRES	**48 627**	**13 531**	**-**	**3 735**	**(586)**	**65 307**
Au 31 décembre 2010 :						
Chiffre d'affaires externe :						
- dont France	23 011	9 836	4 031	94	(805)	36 167
- dont reste du monde	24 121	1 361	23	3 648	-	29 153
CHIFFRE D'AFFAIRES	**47 132**	**11 197**	**4 054**	**3 742**	**(805)**	**65 320**

(1) En 2011, l'absence de chiffre d'affaires de l'activité Transport en France est liée à la mise en équivalence de RTE à compter du 31 décembre 2010.

(2) Dont éliminations entre activités régulées (Distribution – Transport) : 0 en 2011, (271) millions d'euros en 2010 ;
Dont éliminations entre activités non régulées : (30) millions d'euros en 2011, (28) millions d'euros en 2010.

Compte de résultat

Note 7. Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2011	2010
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	60 143	59 608
Autres ventes de biens et de services	4 247	4 837
Trading	917	875
CHIFFRE D'AFFAIRES	**65 307**	**65 320**

Le chiffre d'affaires est stable sur la période du fait d'une croissance organique qui permet de couvrir les effets négatifs liés aux variations de périmètre (principalement la cession des activités de réseaux au Royaume-Uni en 2010).

En France, EDF a réalisé sur le second semestre 2011 un chiffre d'affaires de 1 233 millions d'euros dans le cadre du dispositif de l'ARENH (voir note 4.1).

Note 8. Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2011	2010
Achats consommés de combustible - production d'énergie	(9 922)	(9 165)
Achats d'énergie	(13 957)	(14 435)
Charges de transport et d'acheminement	(6 841)	(2 879)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	274	1
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	251	302
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(30 195)**	**(26 176)**

L'augmentation des achats de combustible et d'énergie est principalement liée aux charges de transport et d'acheminement, du fait de la mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010 de RTE et de la cession des activités de réseaux au Royaume-Uni en 2010.

Note 9. Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2011	2010
Services extérieurs	(10 710)	(11 381)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 955)	(2 849)
Production stockée et immobilisée	3 464	3 462
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	270	186
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	**(9 931)**	**(10 582)**

Hors effets de périmètre relatifs à RTE et aux activités de réseaux britanniques, les autres consommations externes sont stables.

Note 10. Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2011	2010
Rémunérations	(7 119)	(7 513)
Charges de sécurité sociale	(1 346)	(1 459)
Intéressement et participation	(211)	(205)
Avantages non monétaires	(375)	(357)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(206)	(215)
Avantages à court terme	**(9 257)**	**(9 749)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(730)	(733)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(812)	(855)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 542)**	**(1 588)**
Autres avantages à long terme	(116)	(89)
Indemnités de fin de contrat	(2)	4
Autres charges de personnel	**(118)**	**(85)**
CHARGES DE PERSONNEL	**(10 917)**	**(11 422)**

10.2 Effectifs moyens

	2011	2010[1]
Statut IEG	96 385	103 319
Autres	55 419	55 445
EFFECTIFS MOYENS	**151 804**	**158 764**

(1) Y compris effectifs moyens de RTE (8 670 personnes).

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 22 504 équivalents temps plein au 31 décembre 2011 (21 467 équivalents temps plein au 31 décembre 2010).

Note 11. Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2011	2010
Impôts et taxes sur rémunérations	(209)	(231)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 396)	(1 559)
Autres impôts et taxes	(1 496)	(1 437)
IMPÔTS ET TAXES	**(3 101)**	**(3 227)**

Note 12. Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2011	2010
Subventions d'exploitation	3 679	2 705
Charge nette liée au mécanisme TaRTAM	(132)	160
Résultat de déconsolidation	140	78
Résultat de cession d'immobilisations	79	(109)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants	(54)	(36)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	217	486
Autres produits et charges	(268)	(194)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	**3 661**	**3 090**

12.1 Subventions d'exploitation

Ce poste comprend principalement la compensation reçue par EDF SA 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.

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 3 556 millions d'euros en 2011 (2 605 millions d'euros en 2010). L'augmentation du produit enregistré au titre de la CSPE en 2011 est due en grande partie à la forte croissance des volumes d'obligations d'achats d'électricité d'origine photovoltaïque et éolienne.

12.2 Charge nette liée au mécanisme TaRTAM

Sur l'exercice 2011, les autres produits et charges opérationnels intègrent également une charge nette de (132) millions d'euros relative au mécanisme de compensation TaRTAM, résultant à hauteur de (170) millions d'euros de l'arrêté du 4 juillet 2011 publié suite à une ré-estimation du coût par la Commission de Régulation de l'Énergie, sur la base des informations communiquées par les fournisseurs concernés. Le solde de 38 millions d'euros correspond principalement à la reprise des provisions résiduelles existant à ce titre.

12.3 Résultat de déconsolidation

Le résultat de déconsolidation intègre en 2011 principalement les gains nets réalisés sur les cessions de sociétés des sous-groupes EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading. Par ailleurs, un produit de 28 millions d'euros lié à la perte de contrôle de Kogeneracja et Zielona Gora est également enregistré à ce niveau (voir note 5.1.1).

Le résultat de déconsolidation intègre en 2010 les gains nets réalisés sur les cessions de la centrale d'Eggborough par EDF Energy et d'Usti (en République tchèque) par Dalkia International.

12.4 Résultat de cession d'immobilisations

L'amélioration du résultat de cession d'immobilisations en 2011 est principalement liée à des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et au Royaume-Uni.

12.5 Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation

Sur l'exercice 2011, les dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation intègrent à hauteur de 332 millions d'euros les reprises de juste valeur négative sur les contrats de vente de British Energy comptabilisés en date d'acquisition du 5 janvier 2009 au fur et à mesure de leur dénouement (532 millions d'euros en 2010).

Note 13. Prolongation du TaRTAM - lois du 7 juin 2010 et du 7 décembre 2010

Une charge de 380 millions d'euros, correspondant à une charge de 401 millions d'euros diminuée d'une refacturation de 21 millions d'euros aux partenaires dans les centrales nucléaires, a été enregistrée dans les comptes consolidés au 31 décembre 2010 au titre de la contribution d'EDF à la compensation des fournisseurs d'électricité sur le second semestre 2010 et le premier semestre 2011 suite à la prolongation du dispositif TaRTAM jusqu'à la date de la mise en place du dispositif de l'ARENH au 1er juillet 2011.

Note 14. Pertes de valeur/reprises

14.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010
Pertes de valeur sur goodwill	19	(655)	(274)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	20	(88)	(138)
Pertes de valeur sur actifs corporels	22-23	(620)	(1 331)
Reprise de provision pour risque Italie [1]	33.1	723	-
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(640)**	**(1 743)**

(1) Dotée en 2010 pour (750) millions d'euros en « Autres produits et charges d'exploitation ».

14.2 Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur

Le tableau ci-après présente les tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill et actifs du Groupe en 2011, avec les hypothèses clés retenues :

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt 2011	Taux de croissance au-delà du plan moyen terme	Pertes de valeur 2011 *(en millions d'euros)*
Royaume-Uni	EDF Energy - nucléaire	N/A	7,5%	-	-
Royaume-Uni	EDF Energy - ESCS	N/A	7,5%	1,7%	-
Italie	Edison	Projet de cession d'Edipower et contraction des marges de l'activité Énergie électrique	10,3%/11,4% (1)	De 0 à 2%	(510)
Autre international	EDF Luminus	Révision de la politique nucléaire en Belgique	6,9%	2%	-
Autres activités	Dalkia International	Réduction des activités dans les énergies renouvelables en Italie et en Espagne	7,8%	1,9%	(118)
Autres pertes de valeur sur goodwill					(27)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL					**(655)**
Italie	Edison	Projet de cession d'Edipower et contraction des marges de l'activité Énergie électrique	10,3%/11,4% (1)	0 - 2%	(515)
Autre international	CENG	Baisse des prix à long terme de l'électricité aux États-Unis	7,1%	-	-
Autre international	Bert	Fin du support du Gouvernement à la cogénération et nouvelle régulation du tarif de vente de la chaleur	11,1%	-	(52)
Autres activités	Dalkia International	Réduction des activités dans les énergies renouvelables en Italie et en Espagne	7,3%	1,9%	(33)
Autres activités	Projets EDF Énergies Nouvelles	Nouvelle réglementation sur le photovoltaïque	5,7% à 9,1% selon pays	-	(51)
Autres pertes de valeur sur actifs					(57)
PERTES DE VALEUR SUR ACTIFS					**(708)**

(1) CMPC avant impôt.

Royaume-Uni

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 260 millions d'euros au 31 décembre 2011. Le test de dépréciation est réalisé en distinguant deux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) :

- une activité nucléaire incluant l'activité de British Energy et le développement de quatre nouveaux EPR ;
- une activité production-commercialisation (ESCS : Energy Sourcing and Customer Supply) incluant le développement de la centrale de West Burton.

La valeur recouvrable de l'activité nucléaire est déterminée en évaluant les flux futurs de trésorerie nets actualisés des unités de production sur leur durée d'utilité estimée. Celle-ci tient compte d'un allongement probable de la durée d'exploitation de trois réacteurs AGR (Advanced Gas Reactor) de 5 ans et de 20 ans pour Sizewell B. L'approbation en décembre 2010 de l'extension de la durée d'exploitation de Heysham 1 et Hartlepool confirme les hypothèses retenues par le Groupe. Les hypothèses d'évolu-

tion des prix de l'électricité au Royaume-Uni tiennent compte d'un besoin de développement de nouveaux moyens de production pour répondre à la demande à partir de 2020, notamment du fait du déclassement des centrales charbon existantes, et d'une relance du nucléaire à cet horizon. Les prix des quotas de gaz à effet de serre retenus pour le test de dépréciation tiennent compte de la mise en œuvre de la réforme du marché de l'énergie.

La valeur recouvrable de l'UGT Nucléaire est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité et au CMPC du fait notamment de la durée d'exploitation des projets nucléaires. L'utilisation d'un CMPC majoré d'un point n'entraînerait pas de dépréciation de cette UGT. De même, si le nombre d'EPR construits était ramené de 4 à 2, la valeur recouvrable de l'UGT resterait supérieure à sa valeur comptable.
La valeur recouvrable de l'activité production-commercialisation (ESCS) est basée sur la valeur d'utilité, déterminée sur la base du plan à moyen terme à 5 ans de l'entité. La valeur terminale est déterminée en utilisant un taux de croissance à l'infini après impôt de 1,7 %.

Italie

En 2010, une provision pour risques liés aux activités italiennes (Edison, TDE et Fenice) d'un montant de 750 millions d'euros a été enregistrée dans les comptes du Groupe. En 2011, suite aux pertes de valeur enregistrées par les filiales du Groupe en Italie et détaillées ci-après, cette provision est reprise à hauteur de 668 millions d'euros (723 millions d'euros avant effets d'impôt et intérêts minoritaires).

Finalisation de l'arrêté des comptes 2010 d'Edison et TDE

Le Groupe a enregistré les pertes de valeur ressortant des comptes 2010 arrêtés par Edison et TDE en mars 2011 et qui n'étaient pas finalisées lors de l'arrêté des comptes 2010 du groupe EDF, pour un montant de (569) millions d'euros.

Tests de dépréciation 2011 d'Edison

Comme indiqué en note 3.1.1, Edison va céder sa participation dans Edipower à Delmi. Dans ce cadre et conformément à IFRS 5, la valeur de cette participation (incluant une quote-part de goodwill) a été ramenée à sa valeur probable de réalisation nette de frais de cession, avec pour conséquence la comptabilisation d'une perte de valeur pour un montant total de (280) millions d'euros en quote-part EDF.

Par ailleurs, le test annuel de dépréciation du goodwill Edison distingue deux groupes d'UGT : l'activité Énergie électrique et l'activité Hydrocarbures. La valeur recouvrable des activités est déterminée à partir des flux de trésorerie du plan à 8 ans et d'une valeur terminale avec un taux de croissance à l'infini compris entre 0 et 2 %. Le taux d'actualisation avant impôt appliqué aux flux de trésorerie est de 10,3 % pour l'activité Énergie électrique et de 11,4 % pour l'activité Hydrocarbures. Ce test a conduit à déprécier le goodwill de l'activité Énergie électrique à hauteur de (106) millions d'euros en quote-part EDF. La valeur recouvrable de l'activité Hydrocarbures est quant à elle supérieure à sa valeur comptable.

Enfin, suite à la baisse des volumes de production et des marges de certaines centrales et à des changements de réglementation en Italie, des pertes de valeur nettes de reprises sont constatées sur des actifs de production d'Edison pour un montant de (70) millions d'euros (en quote-part EDF). Les tests de dépréciation prennent en compte les flux sur la durée de vie de ces actifs.
La valeur d'utilité d'Edison au 31 décembre 2011 est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité en Italie et de renégociations des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz.

Au final, le Groupe enregistre des pertes de valeur sur Edison pour un montant total de (1 025) millions d'euros avant impôt. Après prise en compte des pertes de valeur, le goodwill d'Edison s'élève à 1 400 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Autre international

EDF Luminus

Le goodwill d'EDF Luminus s'élève à 378 millions d'euros au 31 décembre 2011. Le test de dépréciation est réalisé en considérant EDF Luminus comme une seule unité génératrice de trésorerie. La valeur recouvrable est basée sur la valeur d'utilité, déterminée sur la base des flux de trésorerie sur 20 ans de l'entité et d'une valeur terminale.
Le plan de sortie du nucléaire civil décidé par les partis politiques belges en octobre 2011 prévoit la fermeture des centrales nucléaires en Belgique d'ici à 2025. La mise en œuvre du plan est néanmoins conditionnée par la disponibilité de sources d'énergie alternatives au nucléaire pour éviter toute pénurie. Dans la détermination des flux de trésorerie, il est donc considéré que les centrales nucléaires dans lesquelles EDF Luminus a des participations ferment d'ici à 2025 et que la production d'électricité issue de ces participations est remplacée par la production d'une centrale à cycle combiné gaz.

CENG

La valeur recouvrable de CENG est basée sur la valeur d'utilité, déterminée sur la base des flux de trésorerie sur la durée de vie des centrales de production de l'entité actualisés au taux de 7,1 % après impôt.
Le test de dépréciation réalisé en 2011 suite à une révision à la baisse des scénarios de prix de l'électricité n'a pas conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur.
La valeur d'utilité de CENG est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité aux États-Unis et au CMPC.

Autres activités

Dalkia International

Après prise en compte de pertes de valeur, le goodwill de Dalkia International s'élève à 799 millions d'euros au 31 décembre 2011. Les valeurs recouvrables des actifs sont déterminées sur la base des valeurs d'utilité obtenues sur la base des plans à moyen terme à 5 ans. La forte réduction des activités dans les énergies renouvelables en Italie (et dans une moindre mesure en Espagne) conduisent à des dépréciations d'actifs pour un montant total de (151) millions d'euros.

Note 15. Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2011 incluent les éléments suivants :
- produit de 414 millions d'euros résultant d'une reprise de provision pour renouvellement des immobilisations en concession d'ERDF suite à un changement d'estimation de la durée de vie des canalisations basse tension aériennes torsadées (étendue à 50 ans au lieu de 40 ans précédemment) ;
- produit de 276 millions d'euros lié à la plus-value de cession d'EnBW (voir note 3.3).

Les autres produits et charges de l'exercice 2010 intègrent les éléments suivants :
- charge de (750) millions d'euros relative à une provision pour risque sur le secteur Italie ;
- charge de (93) millions d'euros liée aux accords du 3 novembre 2010 avec CEG ;
- produit de 46 millions d'euros correspondant au résultat de cession des activités de réseaux britanniques.

Note 16. Résultat financier

16.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2011	2010
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 284)	(2 724)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(5)	(1)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(3)	(10)
Résultat net de change sur endettement	21	(19)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(2 271)**	**(2 754)**

La baisse des charges d'intérêts s'explique principalement par la diminution de l'endettement financier brut moyen suite aux opérations de désendettement réalisées en fin d'exercice 2010 et début 2011 (cessions des activités de réseaux au Royaume-Uni et d'EnBW, mise en équivalence de RTE au 31 décembre 2010).

16.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'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)	2011	2010
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 337)	(1 435)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 554)	(1 510)
Autres provisions et avances	(173)	(189)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(3 064)**	**(3 134)**

16.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2011	2010
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	44	23
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	137	301
Produits (charges) sur autres actifs financiers	568	204
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	86	(27)
Autres charges financières	(95)	(62)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(36)	82
Rendement des actifs de couverture	597	715
Intérêts d'emprunts capitalisés	254	226
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**1 555**	**1 462**

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. Au 31 décembre 2011, une baisse de plus de 50 % de la juste valeur des titres Veolia Environnement par rapport à leur cours historique a été observée. De ce fait, une dépréciation de (340) millions d'euros a été enregistrée en charges sur actifs financiers disponibles à la vente.

Sur l'exercice 2011, les « Produits sur autres actifs financiers » intègrent un produit de 232 millions d'euros suite à un abandon de créance par le Commissariat à l'Énergie Atomique relatif à un prêt accordé à EDF dans le cadre de la construction de la centrale de Creys-Malville.

Note 17. Impôts sur les résultats

17.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2011	2010
Impôts exigibles	(1 690)	(1 385)
Impôts différés	385	306
TOTAL	**(1 305)**	**(1 079)**

En 2011, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 005) millions d'euros et des autres filiales pour (685) millions d'euros (respectivement (660) millions d'euros et (725) millions d'euros en 2010).

17.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2011	2010
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**4 506**	**1 814**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	36,10 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	**(1 627)**	**(625)**
Différences de taux d'imposition	323	219
Différences permanentes	47	(129)
Impôts sans base	(78)	42
Dépréciation d'actifs d'impôts différés	31	(587)
Autres	(1)	1
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(1 305)**	**(1 079)**
Taux effectif d'impôt	**28,96 %**	**59,48 %**

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2011 et 2010 est affecté à la hausse par les pertes de valeur et par la provision pour risques sur le secteur Italie. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2011 et en 2010 respectivement à 26,6 % et à 29,6 %.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraité s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2011 :
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 323 millions d'euros,
  - l'effet positif de reprises de dépréciation d'actifs d'impôts différés pour 114 millions d'euros, principalement sur le périmètre de l'intégration fiscale en France ;
- pour 2010 :
  - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 219 millions d'euros,
  - un effet négatif de (161) millions d'euros lié à la fiscalisation de certains éléments constitutifs du résultat de cession des activités de réseaux au Royaume-Uni (notamment effet d'impôt sur les couvertures d'investissement net à l'étranger recyclées en résultat),
  - l'effet positif de reprises de dépréciation d'actifs d'impôts différés pour 95 millions d'euros, principalement sur le périmètre de l'intégration fiscale en France.

17.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2011
Impôts différés actifs	2 125
Impôts différés passifs	(4 894)
Impôts différés nets au 1er janvier	**(2 769)**
Variation en résultat net	385
Variation en capitaux propres	420
Écarts de conversion	(44)
Mouvements de périmètre	(18)
Autres mouvements	54
Impôts différés nets au 31 décembre	**(1 972)**
Dont impôts différés actifs	2 507
Dont impôts différés passifs	(4 479)

17.4 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Impôts différés actifs :		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	83	58
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	3 974	3 829
Autres provisions non déductibles	546	1 199
Autres différences temporelles déductibles	1 214	1 016
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	622	512
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	720	326
Compensation impôts différés actif/passif	(3 338)	(3 348)
Sous-total impôts différés actifs	**3 821**	**3 592**
Impôts différés actifs non constatés	(1 314)	(1 467)
Total des impôts différés actifs au bilan	**2 507**	**2 125**
Impôts différés passifs :		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 785)	(5 892)
Autres différences temporelles taxables	(510)	(910)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(1 522)	(1 440)
Compensation impôts différés actif/passif	3 338	3 348
Total des impôts différés passifs au bilan	**(4 479)**	**(4 894)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(1 972)**	**(2 769)**

Au 31 décembre 2011, les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 1 314 millions d'euros (1 467 millions d'euros au 31 décembre 2010). Cette économie d'impôt potentielle est liée en 2011 à hauteur de 556 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (658 millions d'euros au 31 décembre 2010).

Note 18. 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 2011, il n'existe pas d'instrument dilutif 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 :

(en millions d'euros)	2011	2010
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 010	1 020
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué	**3 010**	**1 020**
Dont part du résultat net des activités poursuivies	***3 010***	***634***
Dont part du résultat net des activités en cours de cession	**-**	***386***
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	**1 847 318 156**	**1 848 403 320**
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	**1 847 318 156**	**1 848 403 320**
Résultats par action *(en euros)* **:**		
RÉSULTAT PAR ACTION	**1,63**	**0,55**
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	**1,63**	**0,55**
Résultat par action des activités poursuivies	1,63	0,34
Résultat dilué par action des activités poursuivies	1,63	0,34
Résultat par action des activités en cours de cession	-	0,21
Résultat dilué par action des activités en cours de cession	-	0,21

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

Note 19. Goodwill

19.1 Variation des goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Valeur nette comptable à l'ouverture	**12 028**	**13 526**
Acquisitions	21	200
Cessions	(14)	(116)
Pertes de valeur (note 14)	(655)	(274)
Écarts de conversion	239	306
Mouvements de périmètre et autres	29	(1 614)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	**11 648**	**12 028**
Valeur brute à la clôture	13 415	13 140
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(1 767)	(1 112)

En 2011, les variations observées sont liées principalement à :
- des pertes de valeur pour (655) millions d'euros, principalement sur Edison et Dalkia (voir note 14) ;
- des écarts de conversion pour 239 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2010, la variation des goodwill est notamment liée aux éléments suivants :
- acquisitions pour 200 millions d'euros, dont 140 millions relatifs à l'acquisition de PRE par EnBW ;
- cessions pour (116) millions d'euros, principalement liés à la cession des réseaux au Royaume-Uni ;
- pertes de valeur pour (274) millions d'euros ;
- autres mouvements pour (1 614) millions d'euros, dont (1 482) millions d'euros liés au reclassement des goodwill EnBW en activités en cours de cession et (102) millions liés à la finalisation du bilan d'ouverture d'EDF Luminus.

19.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
EDF Energy	8 260	7 972
Total Royaume-Uni	**8 260**	**7 972**
Edison	1 400	1 910
Total Italie	**1 400**	**1 910**
EDF Luminus (Belgique)	378	378
ESTAG (Autriche)	112	114
Autres	109	112
Total Autre international	**599**	**604**
Dalkia International	799	907
EDF Énergies Nouvelles	209	255
Autres	381	380
Total Autres activités	**1 389**	**1 542**
TOTAL GROUPE	**11 648**	**12 028**

Note 20. Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2011 *(en millions d'euros)*	31/12/2010	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2011
Droits d'émission de gaz à effet de serre – Certificats Verts	439	458	(590)	2	-	57	366
Autres immobilisations incorporelles	6 070	758	(187)	23	(8)	(58)	6 598
Valeurs brutes	**6 509**	**1 216**	**(777)**	**25**	**(8)**	**(1)**	**6 964**
Amortissements et dépréciations	(1 893)	(493)	183	(6)	13	(66)	(2 262)
VALEURS NETTES	**4 616**	**723**	**(594)**	**19**	**5**	**(67)**	**4 702**

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (88) millions d'euros a été enregistrée en 2011.

Au 31 décembre 2010 *(en millions d'euros)*	31/12/2009	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2010
Droits d'émission de gaz à effet de serre - Certificats Verts	708	777	(978)	11	(79)	-	439
Autres immobilisations incorporelles	6 900	686	(172)	62	(1 314)	(92)	6 070
Valeurs brutes	**7 608**	**1 463**	**(1 150)**	**73**	**(1 393)**	**(92)**	**6 509**
Amortissements et dépréciations	(2 029)	(722)	155	(11)	689	25	(1 893)
VALEURS NETTES	**5 579**	**741**	**(995)**	**62**	**(704)**	**(67)**	**4 616**

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (138) millions d'euros a été enregistrée en 2010.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 518 millions d'euros en 2011 (486 millions d'euros en 2010).

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

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Immobilisations	44 342	42 836
Immobilisations en cours	1 159	1 069
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**45 501**	**43 905**

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	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2010	**2 104**	**69 445**	**3 028**	**74 577**
Augmentations [1]	62	3 399	281	3 742
Diminutions	(28)	(499)	(151)	(678)
Autres mouvements	-	-	-	-
Valeurs brutes au 31/12/2011	**2 138**	**72 345**	**3 158**	**77 641**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2010	**(1 146)**	**(28 581)**	**(2 014)**	**(31 741)**
Dotations nettes aux amortissements	(34)	(174)	(121)	(329)
Diminutions	25	384	150	559
Autres mouvements [2]	(9)	(1 695)	(84)	(1 788)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011	**(1 164)**	**(30 066)**	**(2 069)**	**(33 299)**
Valeurs nettes au 31/12/2010	**958**	**40 864**	**1 014**	**42 836**
VALEURS NETTES AU 31/12/2011	**974**	**42 279**	**1 089**	**44 342**

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

Note 22. Immobilisations en concessions des autres activités

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)	31/12/2011	31/12/2010
Immobilisations	5 326	5 432
Immobilisations en cours	696	595
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	**6 022**	**6 027**

22.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2010	**1 270**	**9 279**	**547**	**1 123**	**12 219**
Augmentations	28	317	41	55	441
Diminutions	(5)	(22)	(2)	(17)	(46)
Écarts de conversion	(3)	10	(63)	20	(36)
Mouvements de périmètre	(28)	(253)	-	-	(281)
Autres mouvements	(22)	(97)	1	6	(112)
Valeurs brutes au 31/12/2011	**1 240**	**9 234**	**524**	**1 187**	**12 185**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2010	**(795)**	**(5 082)**	**(262)**	**(648)**	**(6 787)**
Dotations nettes aux amortissements	(24)	(228)	(26)	(42)	(320)
Pertes de valeur nettes de reprises	-	(4)	-	(24)	(28)
Diminutions	4	16	2	16	38
Écarts de conversion	1	(4)	31	(11)	17
Mouvements de périmètre	6	88	-	-	94
Autres mouvements	21	123	(6)	(11)	127
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011	**(787)**	**(5 091)**	**(261)**	**(720)**	**(6 859)**
Valeurs nettes au 31/12/2010	**475**	**4 197**	**285**	**475**	**5 432**
VALEURS NETTES AU 31/12/2011	**453**	**4 143**	**263**	**467**	**5 326**

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent au 31 décembre 2011 les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique) et en 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

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Immobilisations	47 184	46 730
Immobilisations en cours	12 951	10 101
Immobilisations financées par location-financement	310	437
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	**60 445**	**57 268**

Au 31 décembre 2011, les immobilisations en cours correspondent notamment aux projets de constructions d'EPR en France et de la centrale de West Burton au Royaume-Uni.
Des pertes de valeur pour (29) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2011 sur des immobilisations en cours.

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 31/12/2010	**11 459**	**61 648**	**15 376**	**845**	**11 319**	**100 647**
Augmentations	422	1 289	956	31	2 062	4 760
Diminutions	(134)	(434)	(212)	(5)	(407)	(1 192)
Écarts de conversion	(49)	439	(78)	(2)	(44)	266
Mouvements de périmètre	(184)	-	(1 217)	(18)	318	(1 101)
Autres mouvements	67	101	79	(30)	(75)	142
Valeurs brutes au 31/12/2011	**11 581**	**63 043**	**14 904**	**821**	**13 173**	**103 522**
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2010	**(6 155)**	**(34 009)**	**(8 791)**	**(434)**	**(4 528)**	**(53 917)**
Dotations nettes aux amortissements	(302)	(2 034)	(589)	(26)	(723)	(3 674)
Pertes de valeur nettes de reprises	(15)	-	(480)	-	(68)	(563)
Diminutions	92	360	207	3	376	1 038
Écarts de conversion	30	(101)	49	1	43	22
Mouvements de périmètre	110	-	810	4	(203)	721
Autres mouvements	(35)	(1)	60	22	(11)	35
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011	**(6 275)**	**(35 785)**	**(8 734)**	**(430)**	**(5 114)**	**(56 338)**
Valeurs nettes au 31/12/2010	**5 304**	**27 639**	**6 585**	**411**	**6 791**	**46 730**
VALEURS NETTES AU 31/12/2011	**5 306**	**27 258**	**6 170**	**391**	**8 059**	**47 184**

23.3 Contrats de location-financement

(en millions d'euros)	31/12/2011				31/12/2010
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	**60**	16	39	5	**65**
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	**149**	22	76	51	**235**

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

Note 24. Participations dans les entreprises associées

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale [1]	31/12/2011 Quote-part d'intérêts dans le capital (%)	31/12/2011 Quote-part de capitaux propres	31/12/2011 Dont quote-part de résultat net	31/12/2010 Quote-part de capitaux propres	31/12/2010 Dont quote-part de résultat net
RTE	T	100,00	4 737	266	4 649	-
Alpiq	P	25,00	1 419	(276)	1 746	107
Taishan	P	30,00	688	-	541	-
Dalkia Holding	A	34,00	443	23	470	24
NTPC	P	40,00	125	23	133	29
Autres participations dans les entreprises associées			272	9	315	(26)
TOTAL			**7 684**	**45**	**7 854**	**134**

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres.

24.1 RTE

24.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE sur l'exercice 2011 sont les suivants :

(en millions d'euros)	
Excédent brut d'exploitation 2011	1 355
Résultat net 2011	266
Capitaux propres au 31 décembre 2011	4 737
Total bilan au 31 décembre 2011	14 611
Endettement financier net au 31 décembre 2011	6 578

24.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2011, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2011, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 055 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2011 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF pour respectivement 180 millions d'euros et 341 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 283 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE *via* des prêts pour un montant total de 1 400 millions d'euros au 31 décembre 2011 (1 914 millions d'euros au 31 décembre 2010). Les charges d'intérêts relatives à ces prêts s'élèvent à 81 millions d'euros sur l'exercice 2011.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

24.2 Alpiq

24.2.1 Indicateurs financiers publiés

Pour l'exercice 2010, les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	
Chiffre d'affaires 2010	10 205
Résultat net 2010	467
Capitaux propres au 31 décembre 2010	6 223
Total bilan au 31 décembre 2010	14 778

24.2.2 Pertes de valeur

Dans le cadre d'un plan de restructuration et de réorganisation annoncé le 4 novembre 2011, Alpiq a décidé de recentrer son activité sur la Suisse et certains créneaux à l'international. Des pertes de valeur pour (320) millions d'euros (quote-part EDF) ont ainsi été enregistrées dans les comptes consolidés du Groupe au niveau des participations dans les entreprises associées. Ces dépréciations enregistrées par Alpiq dans ses comptes consolidés portent notamment sur ses participations dans Romande Énergie en Suisse et dans Edipower et A2A en Italie.

Note 25. Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

	31/12/2011			31/12/2010		
(en millions d'euros)	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Combustible nucléaire	9 848	(13)	9 835	9 551	(12)	9 539
Autre combustible	1 963	(8)	1 955	1 678	(8)	1 670
Autres matières premières	1 095	(196)	899	1 004	(182)	822
En cours de production de biens et services	553	(11)	542	315	(6)	309
Autres stocks	378	(28)	350	377	(32)	345
TOTAL STOCKS	**13 837**	**(256)**	**13 581**	**12 925**	**(240)**	**12 685**

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 6 778 millions d'euros (7 146 millions d'euros au 31 décembre 2010).
La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 943 millions d'euros au 31 décembre 2011 (825 millions d'euros au 31 décembre 2010).

Note 26. Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	17 962	17 786
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 613	2 375
Dépréciation	(667)	(637)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	**20 908**	**19 524**

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 :

	31/12/2011			31/12/2010		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	**21 575**	**(667)**	**20 908**	**20 161**	**(637)**	**19 524**
dont créances échues de moins de 6 mois	2 019	(193)	1 826	1 690	(182)	1 508
dont créances échues de 6 à 12 mois	506	(125)	381	365	(120)	245
dont créances échues de plus de 12 mois	670	(278)	392	584	(272)	312
dont total des créances échues	**3 195**	**(596)**	**2 599**	**2 639**	**(574)**	**2 065**
dont total des créances non échues	**18 380**	**(71)**	**18 309**	**17 522**	**(63)**	**17 459**

Des opérations de titrisations de créances clients sont réalisées de manière récurrente principalement par Edison, pour un montant en quote-part EDF de 2 572 millions d'euros au 31 décembre 2011 (2 122 millions d'euros au 31 décembre 2010). Ces opérations sont réalisées sans recours et le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

Note 27. Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Charges constatées d'avance	621	513
Autres créances	9 688	8 806
AUTRES DÉBITEURS	**10 309**	**9 319**
Dont valeurs brutes	10 363	9 362
Dont dépréciation	(54)	(43)

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

Le poste « Autres créances » comprend le produit à recevoir relatif à la Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité (CSPE) d'EDF SA pour un montant de 3 821 millions d'euros au 31 décembre 2011 (2 812 millions d'euros au 31 décembre 2010).

Les autres créances comprennent également des créances envers l'État et les collectivités publiques (dont 1 582 millions d'euros au 31 décembre 2011 de créances de TVA au niveau d'EDF SA).

Note 28. Capitaux propres

28.1 Capital social

Au 31 décembre 2011, le capital social d'EDF s'élève à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,5 euro chacune, détenues à 84,4 % par l'État français, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,8 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions autodétenues.

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.

Une augmentation de capital de 306 millions d'euros – correspondant à 11 945 448 actions EDF – a été réalisée le 24 juin 2011 dans le cadre de l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange sur EDF Énergies Nouvelles (voir note 3.2).
Des rachats d'actions propres ont été réalisés pour 324 millions d'euros dans la perspective de neutraliser l'effet dilutif de l'opération sur le pourcentage de contrôle des actionnaires d'EDF. Cette neutralisation est intervenue le 28 septembre 2011 suite à la réalisation d'une opération de réduction de capital d'EDF SA par annulation d'actions propres.

28.2 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.
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), 3 932 499 actions ont été achetées en 2011 pour un montant total de 99 millions d'euros et 3 305 464 actions ont été vendues pour un montant total de 92 millions d'euros.

Sur cette même période, 11 945 448 actions propres ont été acquises pour un montant de 324 millions d'euros dans le cadre de l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange sur EDF Énergies Nouvelles. Ces actions ont ensuite été annulées *via* une opération de réduction de capital d'EDF SA en date du 28 septembre 2011 (voir notes 3.2 et 28.1).

Au 31 décembre 2011, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 175 594 actions pour une valeur de 26 millions d'euros.

28.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2010 de 1,15 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2010, le solde de 0,58 euro par action a été mis en paiement le 6 juin 2011 pour un montant de 1 069 millions d'euros.

Le 22 novembre 2011, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2011, mis en paiement en numéraire le 16 décembre 2011 pour un montant de 1 053 millions d'euros.

Conformément à la modification statutaire proposée à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende pourront bénéficier d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le dispositif prendra effet pour le paiement en 2014 du dividende au titre de l'exercice 2013.

Note 29. Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

		31/12/2011			31/12/2010		
(en millions d'euros)	Notes	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 302	17 528	18 830	1 020	17 000	18 020
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		173	19 670	19 843	241	18 630	18 871
Provisions liées à la production nucléaire	30	**1 475**	**37 198**	**38 673**	**1 261**	**35 630**	**36 891**
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	31	**41**	**809**	**850**	**60**	**753**	**813**
Provisions pour avantages du personnel	32	**846**	**12 215**	**13 061**	**819**	**11 745**	**12 564**
Autres provisions	33	**1 606**	**1 338**	**2 944**	**2 870**	**1 337**	**4 207**
TOTAL PROVISIONS		**3 968**	**51 560**	**55 528**	**5 010**	**49 465**	**54 475**

Note 30. Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour dernier cœur.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en notes 1.3.2.1 et 1.3.23.
Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

	31/12/2010	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2011
(en millions d'euros)			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour gestion du combustible usé	11 024	834	(540)	(22)	-	234	11 530
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 996	358	(150)	(1)	-	97	7 300
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**18 020**	**1 192**	**(690)**	**(23)**	**-**	**331**	**18 830**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	15 739	626	(262)	-	-	327	16 430
Provisions pour derniers cœurs	3 132	167	-	-	-	114	3 413
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**18 871**	**793**	**(262)**	**-**	**-**	**441**	**19 843**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**36 891**	**1 985**	**(952)**	**(23)**	**-**	**772**	**38 673**

Les autres mouvements relatifs aux provisions liées à la production nucléaire correspondent à la contrepartie de la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF Energy pour 596 millions d'euros (voir note 37.4).

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	CENG	Autres	Total
(en millions d'euros)	Note 30.1	Note 30.2	Note 30.3	Note 30.4	
Provisions pour gestion du combustible usé	9 143	2 385	-	2	11 530
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	577	-	1	7 300
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2011	**15 865**	**2 962**	**-**	**3**	**18 830**
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2010	**15 360**	**2 657**	**-**	**3**	**18 020**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 366	4 437	472	155	16 430
Provisions pour derniers cœurs	2 012	1 354	47	-	3 413
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2011	**13 378**	**5 791**	**519**	**155**	**19 843**
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2010	**12 937**	**5 335**	**470**	**129**	**18 871**

30.1 Provisions nucléaires en France

En France, les provisions d'EDF prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application.
Conformément à la réglementation sur la sécurisation du financement des charges nucléaires :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (note 48).

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

30.1.1 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 et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement, y compris le conditionnement et l'entreposage des matières recyclables et des déchets, issus de ce traitement.

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.

Les charges sont calculées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes. Leur évaluation est fondée notamment sur les contrats conclus avec AREVA.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisé dans les comptes de stocks.

30.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des 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 colis de 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 activités (FMA),
  - à créer, pour les déchets de faible activité à vie longue (FAVL) et pour les déchets de haute et moyenne activités à vie longue (HA-MAVL).

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (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 1.3.13.1).

Pour les déchets à venir sur le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur 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, devenue depuis la Direction Générale de l'Énergie et du Climat DGEC) 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.

Un partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets a été institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique en lui faisant bénéficier de toutes les compétences de la filière nucléaire française. Ce partenariat prévoit la réalisation d'études conjointes sur des problématiques ciblées et l'organisation d'une interface entre l'équipe projet ANDRA et les exploitants nucléaires, permettant à ceux-ci d'intervenir de façon informée et pertinente dans la gouvernance du projet. L'ANDRA a rédigé un cahier des charges pour les études d'esquisse à mener en 2012 par une maîtrise d'œuvre prenant en compte, en référence ou sous forme de variantes, une grande partie des options de conception proposées par les producteurs. Le chiffrage ne pourra reprendre que lorsque ces études auront été menées à leur terme. *In fine*, le nouveau coût de référence du stockage MA-HAVL devra être établi avant le débat public prévu en 2013.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), suite au désistement des deux communes sélectionnées par l'ANDRA, le processus de recherche de site est suspendu. L'ANDRA doit remettre au Gouvernement en fin d'année 2012 un rapport proposant différents scénarios de gestion des déchets FAVL et les conditions de reprise du processus de recherche de site (au plus tôt en 2013). Malgré des risques de retard significatifs et compte tenu des risques financiers associés, le calcul de la provision associée au stockage des déchets FAVL n'a pas été remis en cause et devrait permettre de couvrir la plupart des scénarios alternatifs étudiés actuellement en collaboration entre EDF et l'ANDRA.

30.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Ces provisions concernent la déconstruction des centrales nucléaires filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP) en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.
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 pour un usage industriel.

Pour les centrales en exploitation, un actif corporel a été créé en contrepartie de la provision selon les principes comptables exposés en note 1.3.13.1.
Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en «Immobilisations corporelles». Par la suite, les versements effectifs du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Pour les centrales en exploitation (filière REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4)

Les provisions sont évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence en €/MW, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979. Cette évaluation a été confirmée par une étude effectuée par l'entreprise en 1999 et ciblée sur un site déterminé, puis par une nouvelle évaluation effectuée en 2009 selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction d'un site REP de quatre tranches 900 MW prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- le réexamen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Des études d'inter-comparaison internationale réalisées par un cabinet externe spécialisé ont permis de corroborer les résultats de cette étude.

Cette étude a abouti à un chiffrage des coûts de déconstruction qui confirme l'évaluation de la provision constituée jusqu'à présent et valide les coûts de référence utilisés exprimés en €/MW.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales UNGG, centrale de Creys-Malville, centrales de Brennilis et de Chooz A)

La provision est évaluée à partir de devis (coûts et plannings) mis à jour en 2008, et qui prennent en compte l'évolution des hypothèses techniques et financières, le retour d'expérience sur les opérations de déconstruction en cours et une étude d'inter-comparaison. Ces devis feront l'objet d'un réexamen dans le courant de l'année 2012.

30.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Ces provisions couvrent les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Leur évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

30.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

30.1.5.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal 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.

Il est 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 la détermination du taux d'actualisation consiste à privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire instauré par ailleurs par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il 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 » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

30.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2011		31/12/2010	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	14 844	9 143	14 386	8 852
Gestion à long terme des déchets radioactifs	23 801	6 722	23 017	6 508
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**38 645**	**15 865**	**37 403**	**15 360**
Déconstruction des centrales nucléaires	21 108	11 366	20 903	11 031
Derniers cœurs	3 888	2 012	3 792	1 906
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**24 996**	**13 378**	**24 695**	**12 937**

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			
			2011		2010	
(en millions d'euros)	2011	2010	+ 0,25 %	- 0,25 %	+ 0,25 %	- 0,25 %
Aval du cycle nucléaire :						
- gestion du combustible usé	9 143	8 852	(200)	213	(197)	210
- gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	6 508	(412)	471	(401)	457
Déconstruction et derniers cœurs :						
- déconstruction des centrales nucléaires	11 366	11 031	(544)	576	(543)	577
- derniers cœurs	2 012	1 906	(81)	87	(81)	87
TOTAL	**29 243**	**28 297**	**(1 237)**	**1 347**	**(1 222)**	**1 331**

30.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 8 753 millions d'euros au 31 décembre 2011 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liability Fund* (NLF) pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du Gouvernement pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 37.3) et s'élèvent à 7 209 millions d'euros au 31 décembre 2011 (6 613 millions d'euros au 31 décembre 2010).

30.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du secrétariat d'État ou du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Depuis le 1er juillet 2011, EDF Energy s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Ces derniers stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- le groupe EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles qui pourrait survenir, en cas d'un non-respect de certains critères qualitatifs ou contractuels. Les obligations du groupe EDF Energy à l'égard du NLF et du secrétariat d'État sont garanties par des sûretés sur les actifs des filiales du groupe British Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction jusqu'aux dates de fermeture des différentes centrales fixées par les « accords de restructuration », la provision correspondante s'élève à 198 millions d'euros au 31 décembre 2011 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne de combustible (exprimé en uranium enrichi) chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des « accords de restructuration ».

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé provenant depuis le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell, et incluant le transport, l'entreposage intermédiaire, le retraitement du combustible et l'entreposage des déchets. EDF Energy n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé, sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.18.1).

30.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les provisions pour aval du cycle nucléaire sont relatives aux obligations du groupe EDF Energy en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les contrats commerciaux existants conclus avec la NDA et les « accords de restructuration ». Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2011		31/12/2010	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion du combustible usé	3 860	2 385	2 631	2 171
Gestion à long terme des déchets radioactifs	3 969	577	3 311	486
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**7 829**	**2 962**	**5 942**	**2 657**

La variation observée s'explique notamment par un reclassement opéré en 2011 concernant l'affectation de la provision pour déchets de déconstruction en provision pour aval du cycle nucléaire, ayant pour impact une augmentation de 1 447 millions d'euros du montant des charges aux conditions économiques de fin de période.

30.2.3 Provisions pour déconstruction d'EDF Energy

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les coûts actuels sont basés sur des études internes réalisées en 2008 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2011		31/12/2010	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**12 213**	**4 239**	**12 567**	**3 951**

Le montant des charges aux conditions économiques de fin de période des provisions pour déconstruction des centrales nucléaire en 2011 inclut à hauteur de (1 447) millions d'euros l'effet d'un reclassement de la provision pour déchets de déconstruction en provision pour aval du cycle.

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction (soit 198 millions d'euros – voir note 30.2.1).

30.3 Provisions nucléaires de CENG

Aux États-Unis, les obligations en termes de gestion du combustible usé, de gestion des déchets et de déconstruction des centrales sont régies principalement par la NRC (*Nuclear Regulatory Commission*) ainsi que par le *US Department of Energy* (DOE). Par ailleurs, certaines obligations relatives au transport de déchets sont régies par le *Department of Transportation*.

30.3.1 Provision pour aval du cycle

En conformité avec la réglementation en vigueur aux États-Unis, le combustible usé ne fait pas l'objet de retraitement. Il est temporairement entreposé dans des installations spécifiques jusqu'à ce que le DOE prenne en charge son transport final et son stockage définitif dans un centre national. CENG règle chaque trimestre une contribution basée sur les quantités d'électricité produites à raison d'environ 1 dollar/MWh et ne constitue pas de provision à ce titre.

30.3.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

CENG a l'obligation de procéder à la déconstruction de ses trois centrales nucléaires (représentant cinq tranches de production nucléaire) à l'issue de leur exploitation conformément à la réglementation de la NRC, ainsi qu'à tout règlement d'État applicable à la réhabilitation du site (*green-fielding requirements*). Aux États-Unis, toutes les activités de déconstruction doivent être achevées dans un délai de 60 ans après la cessation de l'exploitation de la centrale.

Les provisions de déconstruction comprennent notamment les activités de dépollution, de démantèlement, d'évacuation et de remise en état du site, recouvrant, de plus, des frais tels que les frais de personnel interne et externe, les coût de matériel et d'équipement, les frais de transport, d'évacuation et d'enfouissement, les frais d'énergie, les taxes immobilières et le coût des assurances, les honoraires versés à la NRC dans le cadre des procédures d'obtention de certificats de dépollution et de suivi, des frais liés à l'entreposage temporaire sur place de combustibles nucléaires usés, et enfin, les frais de remise en état du site et d'assainissement du terrain selon la réglementation applicable.

Les estimations des coûts de déconstruction sont calculées site par site à partir d'études techniques mises à jour périodiquement. Dans ce cadre, une étude a été menée sur le second semestre 2010 et a conduit à une révision à la baisse de la provision pour déconstruction pour un montant de 50 millions de dollars.

30.3.3 Actifs de couverture des obligations nucléaires

Les méthodes de financement approuvées par la NRC stipulent la création de fonds d'investissement externes (pour chaque centrale), utilisés exclusivement pour couvrir ces obligations de déconstruction. Ces *trust fonds* sont actuellement investis en titres de dettes et en actions et sont réservés à la centrale nucléaire à laquelle ils appartiennent.

Le Comité des Investissements de CENG fixe la stratégie générale d'investissement, dont la répartition entre type d'actifs. CENG conduit périodiquement une étude complète de la gestion actif-passif afin de poursuivre l'optimisation et d'ajuster la répartition des actifs au vu des objectifs, de la durée des passifs, des conditions à long terme sur les marchés des capitaux, et de l'échelle de telles obligations prévisionnelles. Les fonds ne doivent pas être investis directement dans des sociétés détenant des centrales nucléaires.

La NRC fixe des niveaux minimums à respecter pour les actifs de couverture concernant les activités de déconstruction radiologique ; tous les propriétaires de centrales sont obligés de déposer un rapport tous les deux ans sur ces actifs de couverture auprès de la NRC. En cas d'insuffisance constatée, la NRC peut exiger des garanties financières supplémentaires sous forme de trésorerie, de lettres de crédit ou de garantie de la maison mère. Suite au dépôt par CENG de son rapport biennal au printemps 2011, la NRC a décidé qu'il n'y avait pas d'insuffisance et qu'il n'est pas actuellement nécessaire d'établir des garanties supplémentaires.

Ces actifs de couverture sont comptabilisés comme des actifs disponibles à la vente. Ils sont valorisés à leur juste valeur (valeur boursière).

30.4 Provisions liées à la production nucléaire des autres filiales

Les provisions pour aval du cycle et pour déconstruction des autres filiales concernent essentiellement les centrales nucléaires en Belgique.

Note 31. Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

Les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires concernent principalement les centrales thermiques.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et, d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2011 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Pour les centrales en exploitation, un actif est créé en contrepartie de la provision selon les principes indiqués en note 1.3.13.1.

Note 32. Avantages du personnel

32.1 Groupe EDF

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Provision pour avantages du personnel – part courante	846	819
Provision pour avantages du personnel – part non courante	12 215	11 745
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**13 061**	**12 564**

32.1.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Passif net
Solde au 31/12/2010	**26 064**	**(11 451)**	**14 613**	**(136)**	**(2 086)**	**12 391**
Charge nette de l'exercice 2011	2 137	(597)	1 540	13	115	1 668
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	921	(161)	760	-	(760)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(769)	(769)	-	-	(769)
Cotisations salariales	28	(28)	-	-	-	-
Prestations versées	(1 075)	623	(452)	-	-	(452)
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-	-
Écarts de conversion	190	(158)	32	-	(42)	(10)
Mouvements de périmètre	(13)	5	(8)	-	-	(8)
Autres variations	15	(58)	(43)	1	26	(16)
SOLDE AU 31/12/2011	**28 267**	**(12 594)**	**15 673**	**(122)**	**(2 747)**	**12 804**
dont :						
Provision pour avantages du personnel						**13 061**
Actifs financiers non courants						**(257)**

32.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Coût des services rendus	(686)	(714)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 337)	(1 538)
Rendement escompté des actifs de couverture	597	715
Coûts des services passés	(25)	(25)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	(115)	(115)
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	(100)	(150)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	(2)	3
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**(1 668)**	**(1 824)**
dont :		
Résultat d'exploitation	(928)	(965)
Résultat financier	(740)	(720)
Résultat net des activités en cours de cession	-	(139)

32.1.3 Segmentation géographique du passif net

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2010	**20 170**	**5 160**	**51**	**380**	**303**	**26 064**
Charge nette de l'exercice 2011	1 629	444	5	50	9	2 137
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	544	362	-	14	1	921
Cotisations versées aux fonds	-	-	-	-	-	-
Cotisations salariales	-	28	-	-	-	28
Prestations versées	(889)	(150)	(3)	(28)	(5)	(1 075)
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-	-
Écarts de conversion	-	185	-	5	-	190
Mouvements de périmètre	-	-	(12)	-	(1)	(13)
Autres variations	-	(2)	(4)	41	(20)	15
Engagements au 31/12/2011	**21 454**	**6 027**	**37**	**462**	**287**	**28 267**
Juste valeur des actifs de couverture	(7 306)	(4 978)	-	(181)	(129)	(12 594)
Écarts actuariels non comptabilisés	(1 435)	(1 257)	-	(42)	(13)	(2 747)
Coûts des services passés non comptabilisés	(117)	-	-	(3)	(2)	(122)
PASSIF NET AU 31/12/2011 AU TITRE DES AVANTAGES AU PERSONNEL	**12 596**	**(208)**	**37**	**236**	**143**	**12 804**
dont :						
Provisions pour avantages au personnel	**12 596**	**49**	**37**	**236**	**143**	**13 061**
Actifs financiers non courants	**-**	**(257)**	**-**	**-**	**-**	**(257)**

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2010	**20 170**	**5 160**	**51**	**380**	**303**	**26 064**
Juste valeur des actifs de couverture	(6 889)	(4 320)	-	(115)	(127)	(11 451)
Écarts actuariels non comptabilisés	(1 059)	(971)	-	(20)	(36)	(2 086)
Coûts des services passés non comptabilisés	(130)	-	-	(5)	(1)	(136)
PASSIF NET AU 31/12/2010 AU TITRE DES AVANTAGES AU PERSONNEL	**12 092**	**(131)**	**51**	**240**	**139**	**12 391**
dont :						
Provisions pour avantages au personnel	**12 092**	**42**	**51**	**240**	**139**	**12 564**
Actifs financiers non courants	**-**	**(173)**	**-**	**-**	**-**	**(173)**

32.2 France

Le secteur France regroupe EDF SA et ERDF, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.
La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.24.2.

32.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2010	**20 170**	**(6 889)**	**13 281**	**(130)**	**(1 059)**	**12 092**
Charge nette de l'exercice 2011	1 629	(330)	1 299	13	86	1 398
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	544	(82)	462	-	(462)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(459)	(459)	-	-	(459)
Cotisations salariales	-	-	-	-	-	-
Prestations versées	(889)	454	(435)	-	-	(435)
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	-	-	-	-	-
SOLDE AU 31/12/2011	**21 454**	**(7 306)**	**14 148**	**(117)**	**(1 435)**	**12 596**

Le montant de l'écart d'expérience pour la France représente une perte actuarielle de 165 millions d'euros.

32.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Coût des services rendus	(501)	(488)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 030)	(984)
Rendement escompté des actifs de couverture	330	339
Coûts des services passés	(13)	(16)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	(86)	(38)
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	(98)	(148)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	(5)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**(1 398)**	**(1 340)**
dont :		
Résultat d'exploitation	(698)	(695)
Résultat financier	(700)	(645)

32.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2011 *(en millions d'euros)*	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2011	**20 362**	**(7 306)**	**(117)**	**(1 435)**	**11 504**
dont :					
Retraites	16 138	(6 762)	-	273	9 649
Avantage en nature énergie	2 912	-	-	(1 633)	1 279
Indemnités de fin de carrière	744	(531)	(114)	(95)	4
Autres	568	(13)	(3)	20	572
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2011	**1 092**	**-**	**-**	**-**	**1 092**
dont :					
Rentes ATMP et Invalidité	917	-	-	-	917
Médailles du travail	141	-	-	-	141
Autres	34	-	-	-	34
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2011	**21 454**	**(7 306)**	**(117)**	**(1 435)**	**12 596**

L'augmentation des engagements au titre de l'avantage en nature énergie observée en 2011 est principalement liée à la prise en charge par l'employeur de la hausse des taxes sur l'électricité (dont CSPE et taxes locales sur l'électricité). Cet effet a été considéré comme un changement d'hypothèses et se traduit donc par une augmentation des écarts actuariels non comptabilisés.

Au 31 décembre 2010 *(en millions d'euros)*	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2010	**19 116**	**(6 889)**	**(130)**	**(1 059)**	**11 038**
dont :					
Retraites	15 745	(6 344)	-	(45)	9 356
Avantage en nature énergie	2 093	-	-	(969)	1 124
Indemnités de fin de carrière	732	(532)	(126)	(66)	8
Autres	546	(13)	(4)	21	550
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2010	**1 054**	**-**	**-**	**-**	**1 054**
dont :					
Rentes ATMP et Invalidité	876	-	-	-	876
Médailles du travail	142	-	-	-	142
Autres	36	-	-	-	36
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2010	**20 170**	**(6 889)**	**(130)**	**(1 059)**	**12 092**

32.2.4 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élèvent à 7 306 millions d'euros au 31 décembre 2011 (6 889 millions d'euros au 31 décembre 2010) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurances.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
ACTIFS DE COUVERTURE	**7 306**	**6 889**
Actifs pour régime spécial de retraite	**6 762**	**6 344**
dont en %:		
Actions	26 %	30 %
Obligations et monétaires	74 %	70 %
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**531**	**532**
dont en %:		
Actions	39 %	47 %
Obligations et monétaires	61 %	53 %
Autres actifs de couverture	**13**	**13**

32.2.5 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2011	31/12/2010
Taux d'actualisation	5,00 %	5,00 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	4,70 %	4,80 %
Taux d'augmentation des salaires	2,00 %	2,00 %

En France, le taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'État d'une duration comparable – OAT 2032, d'une duration de 14 ans homogène avec celle des engagements au personnel – auquel a été ajouté un spread calculé sur les entreprises non financières de première catégorie également d'une duration comparable.

L'application de cette méthode a conduit le Groupe à maintenir le taux d'actualisation à 5 % pour l'exercice 2011.

32.2.6 Analyse de sensibilité

(en %)	31/12/2011	31/12/2010
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation		
- Sur le montant des engagements	-3,4 %/+3,6 %	-3,3 %/+3,5 %
- Sur le coût des services rendus au titre de l'exercice 2012	-5,3 %/+5,7 %	-5,0 %/+5,4 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux de rendement attendu des actifs de couverture		
- Sur le montant de la charge attendue pour 2012	-1,4 %/+1,4 %	-1,3 %/+1,3 %

32.3 Royaume-Uni

Trois plans de retraite à prestations définies existent au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*), mis en place en mars 2004, comprend un certain nombre de régimes de retraites repris des sociétés absorbées London Electricity et Seeboard. Tous les salariés ne relevant pas de l'activité Production Nucléaire ont le droit de s'affilier au régime EEPS ;
- le plan de retraite BEGG (*British Energy Generation Group*), affilié à l'ESPS (*Electricity Supply Pension Scheme*), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Ce plan ESPS est réservé aux salariés de cette activité ;
- le plan de retraite EEGS (*EDF Energy Generation and Supply Group*) affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGS n'accepte plus de nouveaux affiliés.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres plans.
Tous les plans présentés ci-dessus, à l'exception de l'EEPS, font partie du régime global des électriciens ESPS.

32.3.1 Décomposition de la variation du passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Passif net
Solde au 31/12/2010	**5 160**	**(4 320)**	**840**	**-**	**(971)**	**(131)**
Charge nette de l'exercice 2011	444	(255)	189	-	29	218
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	362	(86)	276	-	(276)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(286)	(286)	-	-	(286)
Cotisations salariales	28	(28)	-	-	-	-
Prestations versées	(150)	150	-	-	-	-
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-	-
Écarts de conversion	185	(153)	32	-	(39)	(7)
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-	-
Autres variations	(2)	-	(2)	-	-	(2)
SOLDE AU 31/12/2011	**6 027**	**(4 978)**	**1 049**	**-**	**(1 257)**	**(208)**
dont :						
Provision pour avantages du personnel						**49**
Actifs financiers non courants						**(257)**

32.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Coût des services rendus de l'exercice	(160)	(178)
Charges d'intérêts (actualisation)	(281)	(426)
Rendement escompté des actifs de couverture	255	365
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	(29)	(76)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	(3)	(1)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**(218)**	**(316)**
dont :		
Résultat d'exploitation	(192)	(255)
Résultat financier	(26)	(61)

32.3.3 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 4 978 millions d'euros au 31 décembre 2011 (4 320 millions d'euros au 31 décembre 2010). Ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

	31/12/2011	31/12/2010
Actifs de couverture d'engagements de retraite *(en millions d'euros)*	**4 978**	**4 320**
dont en %:		
Biens immobiliers	6 %	6 %
Actions	34 %	38 %
Obligations et monétaires	52 %	47 %
Autres	8 %	9 %

32.3.4 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2011	31/12/2010
Taux d'actualisation	4,70 %	5,50 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	5,10 %	6,00 %
Taux d'augmentation des salaires	4,70 %	5,10 %

32.3.5 Analyses de sensibilité

(en %)	31/12/2011	31/12/2010
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation		
- Sur le montant des engagements	-4,8 %/+5,0 %	-4,7 %/+ 5,0 %
- Sur le coût des services rendus au titre de l'exercice 2012	-7,3 %/+7,3 %	-6,3 %/+7,0 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux de rendement attendu des actifs de couverture		
- Sur le montant de la charge attendue pour 2012	-4,8 %/+4,8 %	-4,7 %/+ 5,3 %

Note 33. Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2011
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux participations	944	6	(713)	(32)	(13)	2	194
Provisions pour risques fiscaux	289	195	(217)	-	(4)	3	266
Provisions pour litiges	506	163	(49)	(59)	(6)	8	563
Provisions pour contrats onéreux	1 025	128	(399)	(1)	-	15	768
Autres provisions	1 443	1 159	(1 363)	(82)	(33)	29	1 153
AUTRES PROVISIONS	**4 207**	**1 651**	**(2 741)**	**(174)**	**(56)**	**57**	**2 944**

33.1 Provisions pour risques liés aux participations

La diminution des provisions pour risques liés aux participations est liée à l'utilisation de la provision pour risques Italie en 2011 du fait de dépréciations de goodwill et d'actifs enregistrées par le Groupe en Italie sur la période à hauteur de 668 millions d'euros. Cette provision s'élevait à 750 millions d'euros au 31 décembre 2010.

33.2 Provisions pour litiges

La rubrique « Provision pour litiges » inclut notamment une provision pour litige avec les organismes sociaux.

33.3 Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux intègrent l'évaluation en juste valeur :
- des contrats de vente British Energy pour 130 millions d'euros au 31 décembre 2011 (402 millions d'euros au 31 décembre 2010) ;
- des contrats de vente CENG pour 491 millions d'euros au 31 décembre 2011 (512 millions d'euros au 31 décembre 2010).

33.4 Autres provisions

Les autres provisions incluent notamment les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable à hauteur de 466 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Note 34. Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France sur biens existants et sur biens à renouveler

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Contre-valeur des biens	40 307	39 001
Financement concessionnaire non amorti	(19 383)	(18 683)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	**20 924**	**20 318**
Amortissement financement du concédant	9 923	9 404
Provisions pour renouvellement	10 922	11 439
Droits sur biens à renouveler	**20 845**	**20 843**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE SUR BIENS EXISTANTS ET À RENOUVELER	**41 769**	**41 161**

Note 35. Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	9 358	9 856
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	4 323	2 949
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**13 681**	**12 805**

Note 36. Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Avances et acomptes reçus	6 696	5 896
Fournisseurs d'immobilisations	2 404	2 167
Dettes fiscales et sociales	7 102	6 881
Produits constatés d'avance	5 935	5 848
Autres dettes	2 752	2 847
AUTRES CRÉDITEURS	**24 889**	**23 639**
Dont part non courante	4 989	4 965
Dont part courante	19 900	18 674

36.1 Avances et acomptes reçus

Les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF SA pour 5 239 millions d'euros (4 736 millions d'euros au 31 décembre 2010). L'augmentation observée sur l'année s'explique par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture et par un effet climat (les facturations d'avances sont basées sur les consommations observées l'exercice précédent, et l'hiver 2010 a été particulièrement rigoureux en France).

36.2 Dettes fiscales et sociales

Au 31 décembre 2011, les dettes fiscales et sociales incluent notamment un montant de 579 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF SA à collecter sur l'énergie livrée non facturée (344 millions d'euros au 31 décembre 2010).

36.3 Produits constatés d'avance

Au 31 décembre 2011, les produits constatés d'avance comprennent chez EDF, les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 814 millions d'euros (2 693 millions d'euros en 2010). Ce montant inclut notamment une avance de 513 millions d'euros versée par le groupe Enel dans le cadre du partenariat industriel conclu autour de l'EPR de Flamanville. Cette avance fait l'objet de conditions contractuelles spécifiques qui autorisent Enel – en cas de survenance – à se désengager financièrement et opérationnellement de ce projet, avec pour conséquence l'obligation pour le groupe EDF de procéder à son remboursement.

Les produits constatés d'avance intègrent également l'avance d'un montant initial de 1,7 milliard d'euros versée au groupe EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

Actifs et passifs financiers

Note 37. Actifs financiers courants et non courants

37.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

	31/12/2011			31/12/2010		
(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	4 482	12	**4 494**	4 534	13	**4 547**
Actifs financiers disponibles à la vente	10 413	13 915	**24 328**	9 748	15 287	**25 035**
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	3	16	**19**	2	23	**25**
Juste valeur positive des dérivés de couverture	914	1 862	**2 776**	1 401	1 180	**2 581**
Prêts et créances financières	1 168	8 712	**9 880**	1 103	8 418	**9 521**
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS [1]	**16 980**	**24 517**	**41 497**	**16 788**	**24 921**	**41 709**

(1) Dont dépréciation pour (1 141) millions d'euros au 31 décembre 2011 (726 millions d'euros au 31 décembre 2010).

37.2 Détail des actifs financiers

37.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 478	4 530
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	4	5
Actifs financiers à la juste valeur en résultat sur option	12	12
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	**4 494**	**4 547**

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

37.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

	31/12/2011			31/12/2010		
(en millions d'euros)	Actions [1]	Titres de dettes	Total	Actions [1]	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF (note 48)	5 801	7 510	**13 311**	6 820	6 685	**13 505**
Actifs liquides	2 782	6 242	**9 024**	4 930	4 355	**9 285**
Autres titres	1 918	75	**1 993**	2 172	73	**2 245**
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	**10 501**	**13 827**	**24 328**	**13 922**	**11 113**	**25 035**

(1) Actions ou OPCVM.

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	31/12/2011		31/12/2010	
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]
Actifs dédiés d'EDF	(448)	(77)	886	(4)
Actifs liquides	27	35	(29)	(40)
Autres titres	(319)	(38)	(39)	(87)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	**(740)**	**(80)**	**818**	**(131)**

(1) +/( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.
(2) +/( ) : augmentation/(diminution) du résultat .

Les variations brutes de juste valeur sur l'exercice 2011 concernent principalement EDF pour (843) millions d'euros dont :
- (448) millions d'euros au titre des actifs dédiés ;
- (272) millions d'euros sur les titres Veolia Environnement et (149) millions d'euros sur les titres AREVA au niveau des autres titres.

Sur l'exercice 2011, une baisse de plus de 50 % de la juste valeur des titres Veolia Environnement – déterminée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2011 – par rapport au cours historique a été observée et a conduit à la comptabilisation d'une perte de (340) millions d'euros en résultat financier.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur 2010 concernent principalement EDF pour 850 millions d'euros dont 886 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Aucune perte de valeur significative n'a été enregistrée sur l'exercice 2010.

37.2.2.1 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPVCM monétaires d'EDF représentent 2 187 millions d'euros au 31 décembre 2011 (4 842 millions d'euros au 31 décembre 2010).

37.2.2.2 Autres titres

Au 31 décembre 2011, les autres titres se composent notamment :
- chez CENG, de 555 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente liés au *decommissioning trust funds* (fonds réservés au financement de la déconstruction des centrales) ;
- chez EDF Inc., de titres CEG pour 424 millions d'euros ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 164 millions d'euros et Veolia Environnement pour 174 millions d'euros.

37.3 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

	31/12/2011		31/12/2010	
(en millions d'euros)	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	19	19	25	25
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	7 209	7 209	6 613	6 613
Autres prêts et créances financières	2 824	2 671	2 912	2 908
ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	**10 052**	**9 899**	**9 550**	**9 546**

Les prêts et créances intègrent les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 7 209 millions d'euros au 31 décembre 2011 (6 613 millions d'euros au 31 décembre 2010), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent.

37.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

37.4.1 Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	31/12/2010	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2011
Actifs financiers disponibles à la vente	25 035	(320)	(517)	75	55	**24 328**
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	25	(3)	-	-	(3)	**19**
Prêts et créances financières	9 521	(380)	-	49	690	**9 880**

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 596 millions d'euros.

37.4.2 Au 31 décembre 2010

(en millions d'euros)	31/12/2009	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2010
Actifs financiers disponibles à la vente	20 805	6 083	1 018	(2 747)	(124)	**25 035**
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	524	(13)	-	(487)	1	**25**
Prêts et créances financières	7 848	(11)	-	1 322	362	**9 521**

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 214 millions d'euros.

Note 38. 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)	31/12/2011	31/12/2010
Disponibilités	2 018	1 838
Équivalents de trésorerie [1]	3 502	2 804
Comptes courants financiers	223	187
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**5 743**	**4 829**

(1) Dont part à la juste valeur pour 3 246 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Note 39. Passifs financiers courants et non courants

39.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

	31/12/2011			31/12/2010		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	41 989	8 045	**50 034**	39 993	7 784	**47 777**
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	3 433	**3 433**	-	4 002	**4 002**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	699	1 311	**2 010**	653	980	**1 633**
PASSIFS FINANCIERS	**42 688**	**12 789**	**55 477**	**40 646**	**12 766**	**53 412**

39.2 Emprunts et dettes financières

39.2.1 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 31/12/2009	**40 072**	**6 450**	**5 892**	**246**	**1 208**	**53 868**
Augmentations	5 736	2 057	971	-	137	8 901
Diminutions	(1 924)	(2 144)	(841)	(42)	(16)	(4 967)
Écarts de conversion	646	67	205	-	2	920
Mouvements de périmètre	(9 489)	(753)	(940)	(13)	(276)	(11 471)
Autres mouvements	458	(273)	199	182	(40)	526
Soldes au 31/12/2010	**35 499**	**5 404**	**5 486**	**373**	**1 015**	**47 777**
Augmentations	1 810	3 275	663	-	81	5 829
Diminutions	(1 023)	(3 228)	(302)	(16)	(7)	(4 576)
Écarts de conversion	366	34	145	-	1	546
Mouvements de périmètre	(11)	(29)	(334)	(4)	-	(378)
Autres mouvements	883	25	(91)	18	1	836
SOLDES AU 31/12/2011	**37 524**	**5 481**	**5 567**	**371**	**1 091**	**50 034**

Les autres mouvements sur emprunts et dettes financières correspondent à des variations de juste valeur à hauteur de 826 millions d'euros au 31 décembre 2011 (480 millions d'euros au 31 décembre 2010).

EDF a reçu le 17 octobre 2011 les fonds provenant d'une émission obligataire d'une maturité de 30 ans pour un montant de 1,25 milliard de livres sterling, avec un coupon annuel de 5,50 %.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
EDF et autres filiales liées [1]	35 407	33 656
EDF Energy [2]	5 965	5 312
EDF Énergies Nouvelles	4 572	4 059
Edison [3]	1 861	2 104
Autres entités	2 229	2 646
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**50 034**	**47 777**

(1) ERDF, PEI, EDF International, EDF Investissements Groupe.
(2) Y compris les holdings.
(3) Edison hors TDE.

Au 31 décembre 2011, 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 2011, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	Entité	Date d'émission [1]	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR	5,6% [2]
Obligataire	EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,5%
Euro MTN	EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,5%
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,1% [2]
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,5%
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,0%
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,5%
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,6%
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,4%
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,3%
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6% [2]
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,0%
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,6% [2]
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,6%
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,1%
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,0%
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,5%
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,5%
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,1% [2]

(1) Date de réception des fonds.
(2) Ces emprunts obligataires ont été remboursés partiellement en 2010 et 2011.

39.2.2 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	790	1 207	4 920	37	1 091	**8 045**
Entre un et cinq ans	12 760	1 964	520	101	-	**15 345**
À plus de cinq ans	23 974	2 310	127	233	-	**26 644**
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2011	**37 524**	**5 481**	**5 567**	**371**	**1 091**	**50 034**

39.2.3 Ventilation des emprunts par devise

	31/12/2011			31/12/2010		
(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)	29 479	(3 129)	26 350	28 510	(3 089)	25 421
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	8 890	(2 401)	6 489	9 257	(4 568)	4 689
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	6 822	7 559	14 381	5 081	8 678	13 759
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 843	(2 029)	2 814	4 929	(1 021)	3 908
EMPRUNTS	**50 034**	**-**	**50 034**	**47 777**	**-**	**47 777**

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

39.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

	31/12/2011			31/12/2010		
(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	42 614	(2 630)	39 984	41 150	(49)	41 101
Emprunts à taux variable	7 420	2 630	10 050	6 627	49	6 676
TOTAL DES EMPRUNTS	**50 034**	**-**	**50 034**	**47 777**	**-**	**47 777**

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

39.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit auprès de différentes banques pour un montant global de 10 179 millions d'euros au 31 décembre 2011 (11 085 millions d'euros au 31 décembre 2010).

		31/12/2011			31/12/2010
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Lignes de crédit confirmées	**10 179**	**3 610**	**6 562**	**7**	**11 085**

La diminution des lignes de crédit observée en 2011 est liée en partie à EDF Énergies Nouvelles du fait de la substitution de lignes de crédit avec le groupe EDF à des lignes de crédit externes, et à un tirage plus important des lignes de crédit en 2011 d'EDF SA et d'Edison.

39.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit «DSCR» (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2011 du fait du non- respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

39.2.7 Juste valeur des emprunts et dettes financières

	31/12/2011		31/12/2010	
(en millions d'euros)	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Emprunts et dettes financières	**53 196**	**50 034**	**52 868**	**47 777**

39.3 Endettement financier net

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Depuis 2010, l'endettement financier net prend en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence à compter du 31 décembre 2010.

39.3.1 Endettement financier net par nature

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2011	31/12/2010
Emprunts et dettes financières	39.2.1	50 034	47 777
Dérivés de couvertures des dettes		(834)	49
Trésorerie et équivalents de trésorerie	38	(5 743)	(4 829)
Actifs liquides [1]	37.2	(9 024)	(9 285)
Prêt à RTE		(1 400)	(1 914)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		252	2 591
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**33 285**	**34 389**

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 9 024 millions d'euros au 31 décembre 2011 (9 285 millions d'euros au 31 décembre 2010).

L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés en 2011 est attribuable à Edipower (filiale du sous-groupe Edison).
L'endettement financier net des actifs destinés à être cédés en 2010 est attribuable à EnBW.

Note 40. Juste valeur des instruments financiers

La répartition par niveau des actifs et passifs en juste valeur au bilan au 31 décembre 2011 est la suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2011	Niveau 1 Cours cotés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Modèles internes
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat [1]	4 494	24	4 180	290
Actifs financiers disponibles à la vente	24 328	5 171	18 628	529
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 776	-	2 776	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	3 246	40	3 206	-
INSTRUMENTS FINANCIERS ACTIFS EN JUSTE VALEUR AU BILAN	**34 844**	**5 235**	**28 790**	**819**
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 010	-	2 009	1
Juste valeur négative des dérivés de transaction	3 433	17	3 177	239
INSTRUMENTS FINANCIERS PASSIFS EN JUSTE VALEUR AU BILAN	**5 443**	**17**	**5 186**	**240**

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 478 millions d'euros.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement aux titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie – principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme – sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

Note 41. 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 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, les options de change 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 du combustible fossile principalement à travers 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* (voir rapport de gestion – chapitre 1.6.2).

Le risque de crédit est associé au risque de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles. À ce titre, le Groupe est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie qui s'appuie sur les principes suivants :
- suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières de prudence avec certaines contreparties) ;
- méthodologie d'attribution de limites en exposition pour chaque contrepartie liée aux marchés financiers ou énergies ;
- consolidation mensuelle des expositions au risque de contrepartie sur les activités de marchés financiers et énergies et consolidation trimestrielle globale sur l'ensemble des activités ;
- mise en place d'une limite en espérance de perte par contrepartie au niveau du Groupe et de chaque entité et contrôle régulier du respect de ces limites. En cas de dépassement, le Comité de Crédit Corporate est sollicité pour décider des mesures correctives à prendre ou accorder une dérogation.

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 26 de la présente annexe.

Dans le cas particulier d'EDF Trading, le risque de crédit est partiellement couvert par des accords bilatéraux d'appels de marge et des lettres de crédit.

La description des différents types de risques financiers et des risques marchés de l'énergie ainsi que le cadre de leur gestion et de leur contrôle par le Groupe sont présentés de manière plus détaillée dans le chapitre 1.6 du rapport de gestion.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS7 sont présentées dans le rapport de gestion :
- Risques de change : chapitre 1.6.1.3 ;
- Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : chapitre 1.6.1.4 ;
- Risques actions sur actifs financiers : chapitre 1.6.1.5.

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 39.2.2,
  - Lignes de crédit, annexe aux comptes note 39.2.5 ,
  - Clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes note 39.2.6 ,
  - Engagements hors bilan, annexe aux comptes note 44.
- Risques de change :
  - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes notes 39.2.3 et 39.2.4.
- Risques actions (rapport de gestion - chapitre 1.6.1.5) :
  - Couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes : notes 44.1.1.4 et 30.1.5,
  - Couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes notes 32.2.4 et 32.3.3,
  - 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 note 30.1.5.1,
  - Taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes notes 32.2.5 et 32.3.4,
  - Ventilation des emprunts par taux et devises : annexe aux comptes notes 39.2.3 et 39.2.4.
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
  - Instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes note 42 avec un lien assuré avec le tableau de variations des capitaux propres,
  - Instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes note 43.

Note 42. Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2011	31/12/2010
Juste valeur positive des dérivés de couverture	37.1	2 776	2 581
Juste valeur négative des dérivés de couverture	39.1	(2 010)	(1 633)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**766**	**948**
Instruments dérivés de couverture de taux	42.4.1	337	(192)
Instruments dérivés de couverture de change	42.4.2	679	797
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	42.4.3	(231)	365
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	42.5	(19)	(22)

42.1 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 2011, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 4 millions d'euros incluse dans le résultat financier (gain de 2 millions d'euros au 31 décembre 2010).

42.2 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 cross-currency swaps) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de futures, forwards et swaps sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustible.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré au 31 décembre 2011 est une perte de 9 millions d'euros (perte de 3 millions d'euros au 31 décembre 2010).

42.3 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.

42.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	31/12/2011			31/12/2010		
(en millions d'euros)	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1)	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage (2)	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres (1)	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage (2)	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	(156)	(1)	(9)	(50)	-	6
Couverture de change	254	317	6	934	661	(7)
Couverture d'investissement net à l'étranger (3)	(508)	-	-	(911)	514	-
Couverture de matières premières	(1 270)	(693)	-	68	(1 471)	2
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	**(1 680)**	**(377)**	**(3)**	**41**	**(296)**	**1**

(1) +/( ) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) +/( ) : augmentation/(diminution) du résultat.

(3) Les variations brutes de juste valeur sur couverture d'investissement net à l'étranger transférées en résultat en 2010 sont liées à la cession des activités de réseaux au Royaume-Uni.

42.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2011				Notionnel au 31/12/2010	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2011	31/12/2010
Achats de CAP	20	70	8	98	98	-	-
Achats d'options	50	70	-	120	170	(1)	(1)
Opérations sur taux d'intérêt	**70**	**140**	**8**	**218**	**268**	**(1)**	**(1)**
Payeur fixe/receveur variable	803	1 768	1 262	3 833	3 848	(304)	(158)
Payeur variable/receveur fixe	-	1 561	4 430	5 991	3 284	705	(18)
Variable/variable	1	1 499	20	1 520	2 064	16	22
Fixe/fixe	506	4 545	5 090	10 141	10 286	(79)	(37)
Swaps de taux	**1 310**	**9 373**	**10 802**	**21 485**	**19 482**	**338**	**(191)**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**1 380**	**9 513**	**10 810**	**21 703**	**19 750**	**337**	**(192)**

La juste valeur des cross-currency swaps taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des cross-currency swaps est intégré d'une part dans cette note et d'autre part dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 42.4.2).

42.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2011 *(en millions d'euros)*	Notionnel à recevoir				Notionnel à livrer				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2011
Change à terme	4 704	1 755	-	**6 459**	4 656	1 744	-	**6 400**	75
Swaps	7 253	7 861	5 254	**20 368**	7 232	7 326	5 223	**19 781**	600
Options	90	-	-	**90**	93	-	-	**93**	4
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**12 047**	**9 616**	**5 254**	**26 917**	**11 981**	**9 070**	**5 223**	**26 274**	**679**

Au 31 décembre 2010 *(en millions d'euros)*	Notionnel à recevoir				Notionnel à livrer				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2010
Change à terme	2 453	1 566	23	4 042	2 543	1 560	23	4 126	**68**
Swaps	13 220	7 762	6 048	27 030	12 450	7 304	5 902	25 656	**712**
Options	4 877	-	-	4 877	4 845	-	-	4 845	**17**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**20 550**	**9 328**	**6 071**	**35 949**	**19 838**	**8 864**	**5 925**	**34 627**	**797**

Le notionnel des cross currency swaps qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 42.4.1).

42.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Contrats de couverture d'électricité	(489)	(389)
Contrats de couverture gaz	(62)	298
Contrats de couverture de charbon	(591)	118
Contrats de couverture des produits pétroliers	42	72
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	(170)	(31)
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	**(1 270)**	**68**

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Contrats de couverture d'électricité	(530)	(826)
Contrats de couverture gaz	90	(115)
Contrats de couverture de charbon	(348)	(424)
Contrats de couverture des produits pétroliers	106	74
Contrats de couverture de droits d'émission CO_2	(11)	(180)
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	**(693)**	**(1 471)**

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2011					31/12/2010	
	Unités de mesure	Notionnels nets				Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
(en millions d'euros)		< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total		Total	
Swaps		1	-	-	1	2	-	-
Forwards/futures		19	(5)	-	14	(195)	9	19
Électricité	**TWh**	**20**	**(5)**	**-**	**15**	**(193)**	**9**	**19**
Swaps		92	-	-	92	(9)	-	-
Forwards/futures		571	916	-	1 487	(72)	768	16
Gaz	**Millions de therms**	**663**	**916**	**-**	**1 579**	**(81)**	**768**	**16**
Swaps		5 157	1 889	-	7 046	130	31 098	187
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**5 157**	**1 889**	**-**	**7 046**	**130**	**31 098**	**187**
Swaps		8	4	-	12	39	12	160
Charbon	**Millions de tonnes**	**8**	**4**	**-**	**12**	**39**	**12**	**160**
Forwards/futures		4 704	11 687	-	16 391	(127)	6 467	(24)
CO_2	**Milliers de tonnes**	**4 704**	**11 687**	**-**	**16 391**	**(127)**	**6 467**	**(24)**
Autres matières premières						**1**		**7**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						**(231)**		**365**

42.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

		31/12/2011		31/12/2010	
	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
(en millions d'euros)					
Gaz (swaps)	Millions de therms	52	1	169	(1)
Charbon et fret	Millions de tonnes	(15)	(20)	(16)	(21)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			**(19)**		**(22)**

Note 43. Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2011	31/12/2010
Juste valeur positive des dérivés de transaction	37.2	4 478	4 530
Juste valeur négative des dérivés de transaction	39.1	(3 433)	(4 002)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**1 045**	**528**
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	43.1	(42)	15
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	43.2	(35)	(62)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	43.3	1 122	575

43.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (swaps de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2011				Notionnel au 31/12/2010	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2011	31/12/2010
Payeur fixe/receveur variable	2 311	1 688	563	4 562	6 070	(279)	(219)
Payeur variable/receveur fixe	1 929	1 611	417	3 957	3 855	242	235
Variable/variable	-	355	-	355	442	(5)	(1)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**4 240**	**3 654**	**980**	**8 874**	**10 367**	**(42)**	**15**

43.2 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 2011	Notionnel à recevoir				Notionnel à livrer				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total
Change à terme	3 177	461	26	3 664	3 165	475	32	3 672	(10)
Swaps	2 171	144	11	2 326	2 175	144	12	2 331	(25)
Options	33	-	-	33	37	-	-	37	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**5 381**	**605**	**37**	**6 023**	**5 377**	**619**	**44**	**6 040**	**(35)**

Au 31 décembre 2010	Notionnel à recevoir				Notionnel à livrer				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total
Change à terme	2 686	551	292	3 529	2 676	553	297	3 526	(27)
Swaps	3 297	129	96	3 522	3 172	125	95	3 392	(35)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	**5 983**	**680**	**388**	**7 051**	**5 848**	**678**	**392**	**6 918**	**(62)**

43.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

		31/12/2011		31/12/2010	
(en millions d'euros)	Unités de mesure	Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		(5)	485	(3)	548
Options		36	31	14	369
Forwards/futures		(14)	663	(22)	(460)
Électricité	**TWh**	**17**	**1 179**	**(11)**	**457**
Swaps		6	12	10	(24)
Options		16 022	81	110 858	23
Forwards/futures		591	(263)	(152)	(140)
Gaz	**Millions de therms**	**16 619**	**(170)**	**110 716**	**(141)**
Swaps		133	17	(7 431)	(8)
Options		1	-	1 283	-
Forwards/futures		(81)	-	199	8
Produits pétroliers	**Milliers de barils**	**53**	**17**	**(5 949)**	**-**
Swaps		(48)	(632)	(48)	(1 135)
Forwards/futures		87	607	83	1 352
Frêt		15	46	15	(41)
Charbon et frêt	**Millions de tonnes**	**54**	**21**	**50**	**176**
Swaps		(561)	-	(1 575)	(7)
Options		3 370	(2)	4 270	(2)
Forwards/futures		9 007	115	11 702	81
CO_2	**Milliers de tonnes**	**11 816**	**113**	**14 397**	**72**
Swaps			(40)		8
Autres matières premières			**(40)**		**8**
Dérivés incorporés de matières			**2**		**3**
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			**1 122**		**575**

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

Autres informations

Note 44. Engagements hors bilan

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2011.

		31/12/2011				31/12/2010
(en millions d'euros)	Notes	Total	Échéances			Total
Engagements donnés			< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'achats de combustible et d'énergie	44.1.1	**39 928**	6 700	15 056	18 172	**39 596**
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	44.1.2	**19 791**	9 284	8 478	2 029	**17 269**
Engagements de location simple en tant que preneur	44.1.3	**2 525**	538	1 326	661	**1 791**
Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	44.1.4	**629**	522	41	66	**2 534**
Engagements donnés liés au financement	44.1.5	**4 584**	953	808	2 823	**5 645**
TOTAL DES OBLIGATIONS CONTRACTUELLES ET ENGAGEMENTS DONNÉS		**67 457**	**17 997**	**25 709**	**23 751**	**66 835**

		31/12/2011				31/12/2010
(en millions d'euros)	Notes	Total	Échéances			Total
Engagements reçus			< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements reçus liés à l'exploitation	44.2.1	**1 871**	924	318	629	**1 122**
Engagements de location simple en tant que bailleur	44.2.3	**1 268**	263	633	372	**1 473**
Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	44.2.4	**18**	2	16	-	**4 500**
Engagements reçus liés au financement	44.2.5	**239**	88	139	12	**689**
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS (1)		**3 396**	**1 277**	**1 106**	**1 013**	**7 784**

(1) Hors engagements de livraison d'électricité détaillés en note 44.2.2 et hors ligne de crédit en note 39.2.5.

44.1 Engagements donnés

44.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

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 combustible nucléaire, 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 2011, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	31/12/2011					31/12/2010
	Total	Échéances				Total
(en millions d'euroas)		< 1 an	1 - 5 ans	5 - 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité	**9 467**	2 197	2 911	1 283	3 076	**8 182**
Achats de gaz (1)	**10 210**	1 631	5 135	2 498	946	**10 609**
Achats d'autres énergies et de matières premières	**1 553**	545	904	98	6	**2 239**
Achats de combustible nucléaire	**18 698**	2 327	6 106	5 938	4 327	**18 566**
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**39 928**	**6 700**	**15 056**	**9 817**	**8 355**	**39 596**

(1) Hors Edison (voir note 44.1.1.2).

Les évolutions résultent principalement de la hausse de contrats d'achat d'électricité notamment chez EDF.

44.1.1.1 Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement 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 et d'EDF Energy.

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 cogénérations ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique, photovoltaïque…). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Ces obligations d'achat s'élèvent à 33 TWh pour l'exercice 2011 (31 TWh pour l'exercice 2010), dont 12 TWh au titre de la cogénération (13 TWh pour 2010), 12 TWh au titre de l'éolien (9 TWh pour 2010) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (4 TWh pour 2010).

44.1.1.2 Achats de gaz

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par EDF, dans le cadre du développement de son 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. Les contrats déjà opérationnels concernent les importations de Russie, de Libye, d'Algérie, du Qatar et de Norvège pour une fourniture totale de 15,8 milliards de mètres cubes par an.

Par ailleurs, le contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle Edison détient une participation de 7,3 % prévoit les conditions suivantes :

- le droit des co-actionnaires de racheter la participation de 7,3 % d'Edison en cas de rupture du contrat d'approvisionnement avec Rasgas du fait d'Edison à un prix correspondant à la somme des contributions en capital effectuées à la date d'exercice de l'option d'achat ;
- Edison bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

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 de vente 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.

44.1.1.3 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.

44.1.1.4 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en combustible et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

44.1.2 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.

Au 31 décembre 2011, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	31/12/2011				31/12/2010
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution/bonne fin/ soumission	**566**	276	184	106	**801**
Engagements sur commandes d'exploitation [1]	**4 354**	2 443	1 481	430	**3 992**
Engagements sur commandes d'immobilisations	**12 083**	5 586	5 829	668	**9 282**
Autres engagements liés à l'exploitation	**2 788**	979	984	825	**3 194**
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	**19 791**	**9 284**	**8 478**	**2 029**	**17 269**

(1) Hors combustible et énergie.

Au 31 décembre 2011, les garanties de bonne exécution, de bonne fin et de soumission concernent principalement les garanties données par EDF Énergies Nouvelles liées aux projets de développement, et Dalkia International.

Les engagements fermes de commandes d'exploitation hors achats de combustible et d'énergie ainsi que les engagements d'achats d'immobilisations corporelles s'élèvent à 16 437 millions d'euros (contre 13 274 millions d'euros au 31 décembre 2010).
Ils concernent essentiellement :

- EDF et ERDF pour 10 519 millions d'euros (8 338 millions d'euros au 31 décembre 2010) ; il s'agit pour 7 682 millions d'euros d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations (5 638 millions d'euros au 31 décembre 2010). L'augmentation observée sur l'exercice est principalement liée à de nouveaux contrats d'approvisionnement relatifs à des générateurs de vapeur pour les réacteurs 1 300 MW. Les engagements de commandes d'immobilisations incluent également un montant de 1 282 millions d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR sur le site de Flamanville (1 471 millions d'euros en 2010) ;
- EDF Énergies Nouvelles (EEN) pour 2 208 millions d'euros (1 875 millions d'euros au 31 décembre 2010) ;
- EDF Energy pour 1 267 millions d'euros (1 110 millions d'euros au 31 décembre 2010) du fait d'engagements liés à la construction de West Burton – centrale à cycle combiné gaz ;
- Productions Électriques Insulaires (PEI) pour 844 millions d'euros du fait d'engagements liés principalement à la construction de centrales (911 millions d'euros en 2010) ;
- Dunkerque LNG pour 783 millions d'euros liés à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent notamment EDF SA à hauteur de 728 millions d'euros (665 millions d'euros en 2010) et Edison à hauteur de 683 millions d'euros (766 millions d'euros en 2010).

44.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Le Groupe 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. Ils portent principalement sur EDF, EDF Trading, ERDF et EDF Énergies Nouvelles.

La variation de l'exercice concerne essentiellement EDF SA et EDF Trading (hausse de son activité Fret).

44.1.4 Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Au 31 décembre 2011, les éléments constitutifs des engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs sont les suivants :

	31/12/2011				31/12/2010
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres	**427**	421	-	6	**2 457**
Autres engagements donnés liés aux investissements	**202**	101	41	60	**77**
TOTAL DES ENGAGEMENTS LIÉS AUX ACQUISITIONS DE TITRES DE PARTICIPATIONS ET D'ACTIFS	**629**	**522**	**41**	**66**	**2 534**

44.1.4.1 Engagements d'acquisition de titres et d'actifs

L'opération de cession de la participation dans EnBW finalisée le 17 février 2011 se traduit par la disparition de l'engagement hors bilan de 2,3 milliards d'euros dans les comptes du groupe EDF au titre de l'option de vente à EDF de tout ou partie des 25 % d'actions EnBW détenues par OEW.

Par ailleurs, suite à l'offre publique simplifiée d'achat ou d'échange sur EDF Énergies Nouvelles, les engagements pris par le Groupe vis-à-vis du groupe Mouratoglou décrits en note 42.1.4.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2010 n'existent plus au 31 décembre 2011.

Les engagements résiduels concernent principalement les opérations suivantes :

- 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.
- Engagement consenti à Centrica par EDF Energy :
  Centrica est entré dans la société de projet ayant pour objet la construction de quatre EPR au Royaume-Uni, à hauteur de 20 % du capital, EDF Energy détenant les 80 % restants.
  Centrica dispose d'une option de vente sur EDF de ses titres détenus. Cette option peut être déclenchée sur des critères liés au budget de pré-développement ou juste avant la décision finale d'investissement du premier EPR.
  Au stade actuel du projet, la valeur de cette option ne représente pas un engagement significatif pour le Groupe.
- Dans le cadre de la création de la société EDF Investissements 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 jusqu'en 2030 la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net de la société, 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 cinq ans qui suivent la création de la société.

44.1.4.2 Autres engagements liés aux investissements

La variation observée sur l'exercice est principalement liée à un engagement pour Dalkia International d'investir dans le réseau de Varsovie dans le cadre de l'acquisition en 2011 de la société Spec.

44.1.5 Engagements donnés liés au financement

Les éléments constitutifs des garanties sur emprunts du Groupe au 31 décembre 2011 sont les suivants :

	31/12/2011				31/12/2010
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Sûretés réelles d'actifs	**3 449**	241	537	2 671	**4 633**
Garanties sur emprunts	**158**	13	26	119	**197**
Autres engagements liés au financement	**977**	699	245	33	**815**
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT	**4 584**	**953**	**808**	**2 823**	**5 645**

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels. Ainsi, la valeur nette comptable des actifs courants et non courants donnés en garantie s'élève à 3 449 millions d'euros au 31 décembre 2011 (4 633 millions d'euros en 2010), soit en diminution de 1 184 millions d'euros. Cette diminution concerne majoritairement Edison en raison de l'annulation d'un nantissement de 541 millions d'euros donné sur la valeur des sûretés d'Edipower à un pool de banques suite au remboursement de la facilité de paiement, et EDF Énergies Nouvelles pour 447 millions d'euros en raison d'une baisse des nantissements sur immobilisations corporelles principalement en Italie.

Les engagements liés au financement ont été donnés principalement par EDF.

44.2 Engagements reçus

44.2.1 Engagements reçus liés à l'exploitation

Les livraisons d'électricité effectuées par EDF aux opérateurs dans le cadre de la loi NOME font l'objet d'une garantie autonome à première demande. Le montant de cette garantie correspond à 1,5 fois le volume mensuel moyen d'électricité de la notification de cession annuelle d'électricité de la CRE valorisé au prix de l'ARENH en vigueur.

La variation de l'exercice résulte également de la signature par Dunkerque LNG d'un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque pour un montant total de 515 millions d'euros.

44.2.2 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de la loi NOME (voir note 4.1), la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a notifié à EDF le volume global à céder aux fournisseurs au titre de la période de livraison allant du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2012, soit 60,7 TWh.

Par ailleurs, 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.

De même, le 22 décembre 2008, la Commission européenne a autorisé l'acquisition par le groupe EDF de British Energy, notamment sous la condition de la mise sur le marché des volumes d'électricité compris entre 5 et 10 TWh sur la période 2012-2015. Les accords conclus en mai 2009 entre EDF et Centrica prévoient ainsi la fourniture par EDF à Centrica de 18 TWh supplémentaires d'électricité aux prix du marché sur une période de cinq ans à partir de 2011.

Enfin, 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 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 pour une première période de cinq ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en euros courants fixé à 44,6 €/MWh pour 2011 (42 €/MWh pour 2010) et qui augmentera pour atteindre 47,2 €/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.

Par ailleurs, les enchères de capacité résultent d'un engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne lors 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 à hauteur de 5,4 GW, soit environ 40 TWh/an. Cet engagement a été pris début 2001 afin de favoriser l'accès de concurrents au marché français dans un contexte de marché de gros encore inexistant, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit, en principe, jusqu'au 7 février 2006.
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 quatre ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

Suite au rachat des participations d'EDF International dans EnBW par le Land du Bade-Wurtemberg le 17 février 2011, la Commission européenne a été contactée pour mettre fin aux engagements acceptés par EDF en 2001 lors de sa prise de participation dans EnBW. Ceux-ci concernent notamment les dispositions liées aux enchères de capacité dites VPP ou « *Virtual Power Plant* ». La Commission européenne a fait savoir à EDF le 30 novembre 2011 qu'elle donnait une suite favorable à cette demande. Cette décision met donc un terme définitif aux ventes aux enchères effectuées dans ce cadre à compter de ce jour.
La sortie des engagements ne remet pas en cause les droits acquis lors des précédentes enchères, y compris celle du 30 novembre 2011.

44.2.3 Engagements de location simple en tant que bailleur

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, et sur le contrat de tolling signé en 2009 par EDF Energy sur la centrale de Sutton Bridge.

44.2.4 Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Un versement de 4,5 milliards d'euros a été reçu par le Groupe le 17 février 2011 dans le cadre de la cession de la participation dans EnBW. De ce fait, il n'y a plus d'engagement reçu à ce titre au 31 décembre 2011.

44.2.5 Engagements reçus liés au financement

Les engagements reçus liés au financement concernent principalement Dunkerque LNG et EDF Énergies Nouvelles.

Note 45. Passifs éventuels

45.1 Réseau d'Alimentation Général – Décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission a formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne. Une audience s'est tenue en juillet 2011, et le 20 octobre 2011, l'Avocat général a rendu ses conclusions tendant à annuler l'arrêt du 15 décembre 2009 et renvoyer l'affaire devant le Tribunal. Ces conclusions ne préjugent cependant pas de la décision finale de la Cour de justice, dont l'arrêt est attendu en principe en 2012.

45.2 Contrôles fiscaux

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. En fin d'année 2011, l'avis de mise en recouvrement a été adressé à la société. Un des chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) qui, s'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale concernant la déductibilité de cette provision. En fin d'année 2011, la Commission Nationale des Impôts Directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu un avis favorable à la société sur les principaux chefs de redressement issus du contrôle sur les exercices 2004 à 2006 et a notamment confirmé le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés pourrait être de l'ordre de 250 millions d'euros.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. La société a reçu fin 2011 une proposition de rectification relative à l'exercice 2008. EDF conteste la majeure partie de ces redressements d'impôt d'environ 900 millions d'euros relatifs à la déductibilité de certains passifs de long terme. La société estime probable ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ces principaux chefs de redressement.

45.3 Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le 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 et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats du Groupe.

45.4 ERDF – Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF (ou les ELD) de l'électricité qu'elles produisent. Un cadre réglementaire incitatif a permis d'amorcer le développement de la filière photovoltaïque en France. Face à une croissance très rapide de cette filière, le Gouvernement, après plusieurs arrêtés en 2010 baissant les tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque, a décidé, par décret moratoire du 9 décembre 2010, la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers dont la proposition technique et financière n'a pas été adoptée avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande complète de raccordement à l'issue de ce délai, sur la base d'un nouvel arrêté tarifaire. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

La perspective de ces différentes évolutions tarifaires a conduit à un afflux considérable de dossiers de raccordement dans les unités d'ERDF. Malgré les mesures significatives mises en œuvre pour traiter ces dossiers, ERDF n'a pas toujours été en mesure de délivrer les propositions techniques et financières dans un délai permettant aux producteurs de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'arrêté du 4 mars 2011.

Un arrêt du Conseil d'État du 16 novembre 2011 rejetant les recours intentés contre le décret moratoire du 9 décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF fin 2011. Ces recours ont été principalement initiés par des producteurs conduits à abandonner leurs projets car leurs conditions d'exploitation étaient moins favorables selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ceux-ci considèrent que cette situation est imputable à ERDF, la société n'ayant pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat plus avantageuses.

Même si un certain quantum de provision a été constitué pour faire face à de possibles condamnations des tribunaux, le Groupe considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause.

45.5 Edipower

La procédure suit son cours dans le procès intenté par ACEA (Régie de Rome) devant la cour de Rome à l'encontre de plusieurs parties, incluant notamment 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 de privatisation du 8 novembre 2000. Selon ACEA, ce dépassement constituerait un cas de concurrence déloyale pouvant avoir un impact négatif sur la concurrence sur le marché de l'énergie, 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. En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la procédure d'ACEA. L'audience sur le fond prévue en juin 2008 a fait l'objet de reports successifs jusqu'au 24 mars 2011.

En décembre 2010, Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011 et a renvoyé l'affaire au 13 mars 2013.

45.6 EDF Énergies Nouvelles – Silpro

La société Silpro (société Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR (détenu à 50 % par EDF Énergies Nouvelles et à 50 % par EDF Développement Environnement) avait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire Sol Holding (filiale du groupe E Concern). En date du 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, au comblement de l'insuffisance d'actifs (de l'ordre de 100 millions d'euros) résultant de la liquidation de Silpro.
Compte tenu des éléments du dossier et sur la base d'opinions juridiques extérieures, le Groupe n'a pas jugé justifiée la constitution de provision.

Note 46. Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Actifs détenus en vue de leur vente	**701**	**18 145**
Passifs détenus en vue de leur vente	**406**	**12 874**

La variation des actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2011 est liée principalement à la finalisation de la cession d'EnBW (17 857 millions d'euros d'actifs et 12 862 millions d'euros de passifs enregistrés au 31 décembre 2010). Les actifs et passifs détenus en vue de leur vente restant comptabilisés au 31 décembre 2011 correspondent à la participation d'Edison dans Edipower.

Note 47. Contribution des co-entreprises

La part des co-entreprises figurant aux bilans et comptes de résultat consolidés s'analyse comme suit :

Au 31 décembre 2011 *(en millions d'euros)*	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
Edison	48,96 %	2 106	5 002	1 744	2 176	6 068	480
CENG	49,99 %	424	4 849	106	1 739	542	194
Autres		3 231	6 652	3 028	774	3 195	456
TOTAL		**5 761**	**16 503**	**4 878**	**4 689**	**9 805**	**1 130**

Au 31 décembre 2010[1] *(en millions d'euros)*	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
Edison	48,96 %	1 921	6 713	2 055	2 159	5 175	693
CENG	49,99 %	453	5 215	286	1 611	597	236
Autres		2 103	6 101	2 074	1 354	2 990	486
TOTAL		**4 477**	**18 029**	**4 415**	**5 124**	**8 762**	**1 415**

(1) En application d'IFRS 5, les données relatives à EnBW ne sont pas intégrées à ce niveau.

La rubrique «Autres» comprend essentiellement Dalkia International et EDF Investissements Groupe.

Note 48. Actifs dédiés d'EDF

48.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustible usé et provenant du démantèlement). Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.
L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré un report de cinq ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. Les conditions réglementaires étant remplies et après accord de l'autorité administrative, l'affectation aux actifs dédiés de 50 % de la participation d'EDF dans RTE a été réalisée le 31 décembre 2010.

48.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Les actifs dédiés d'EDF sont constitués de placements diversifiés obligataires et d'actions, et depuis le 31 décembre 2010, de 50 % des titres RTE. Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

48.2.1 Placements diversifiés obligataires et actions

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit historiquement et en nombre limité de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite et, d'autre part, le maintien de cette politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation du portefeuille dans sa globalité, en faisant masse des fonds qui le composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – la première échéance notable n'arrivant qu'en 2021 pour se poursuivre jusqu'en 2117 pour le parc actuel en exploitation.

En date de clôture, ces actifs dédiés sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente et le Groupe a tenu compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille, devaient être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, l'entreprise retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé sur ce portefeuille, l'entreprise juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation, l'entreprise, dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, exerce son jugement au travers de règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

48.2.2 Titres RTE

L'affectation des titres RTE a permis au Groupe de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité : les actifs d'infrastructure tels que RTE présentent en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions et les obligations.

La valeur des titres RTE affectée aux actifs dédiés est de 2 368 millions d'euros au 31 décembre 2011 (2 324 millions d'euros au 31 décembre 2010). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées.

48.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF et coût actualisé des obligations nucléaires de long terme associées

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	31/12/2011	31/12/2010
Actions		5 801	6 819
Titres de dettes et portefeuille trésorerie		7 510	6 686
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	**13 311**	**13 505**
Dérivés de couverture de change/actions	Juste valeur des dérivés de couverture	(22)	(12)
Autres éléments		2	(2)
Placements diversifiés obligataires et actions		**13 291**	**13 491**
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées	**2 368**	**2 324**
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS		**15 659**	**15 815**

48.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2011

La dotation de trésorerie pour l'exercice 2011 au portefeuille d'actifs dédiés s'établit à 315 millions d'euros (1 343 millions d'euros sur l'exercice 2010). Compte tenu des conditions du marché, les dotations ont été suspendues depuis le mois d'octobre 2011. Du fait d'un contexte de tension des marchés sur les dettes souveraines européennes, le Groupe a maintenu en 2011 sa politique d'investissement prudente sur ces instruments financiers avec pour conséquence, à la clôture de l'exercice, une exposition limitée sur l'Italie et négligeable sur certains pays durement touchés de la zone Euro (Grèce, Portugal, Irlande et Espagne).

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir (362 millions d'euros en 2010).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit le Groupe à comptabiliser de perte de valeur en 2011.

Sur l'année 2011, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées pour 76 millions d'euros.

Au 31 décembre 2011, la différence entre la juste valeur et le prix de revient des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 219 millions d'euros avant impôt (744 millions d'euros au 31 décembre 2010).

48.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	6 508
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	11 366	11 031
Provision pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	389	371
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME À COUVRIR	**18 477**	**17 910**

Note 49. Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Entreprises associées		État ou participations de l'État		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2010
Chiffres d'affaires	5	10	3 437	100	880	1 173	**4 322**	1 283
Achats d'énergie	183	98	666	536	1 691	1 822	**2 540**	2 456
Achats externes	-	-	134	35	880	985	**1 014**	1 020
Actifs financiers	41	40	-	-	262	235	**303**	275
Autres actifs	236	67	1 242	1 463	535	541	**2 013**	2 071
Passifs financiers	136	134	1 400	1 914	1	-	**1 537**	2 048
Autres passifs	224	130	794	852	821	1 483	**1 839**	2 465

49.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec RTE (entreprise associée depuis le 31 décembre 2010) sont présentées en note 24.1.

Les autres transactions avec les sociétés en intégration proportionnelle et les entreprises associées sont constituées de ventes et d'achats d'énergie.

49.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

49.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,4 % du capital d'EDF au 31 décembre 2011. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des Comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

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.

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. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité.

49.2.2 Relations avec GDF SUEZ

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création de ERDF, filiale d'EDF, au 1er janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF SUEZ, au 1er janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre ERDF et GRDF, 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.

49.2.3 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.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat d'uranium, l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations de maintenance de centrales et l'achat d'équipement ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.
EDF et AREVA ont signé le 19 décembre 2008 un accord-cadre portant sur les contrats de gestion du combustible usé pour la période post 2007. En application de cet accord, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 deux contrats : « l'Accord Traitement – Recyclage EDF-AREVA NC » et le « Protocole transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine AREVA NC de La Hague ».
Dans le cadre de ces accords, EDF a versé à AREVA le 23 juin 2011 le solde de la soulte due au titre de la reprise et du conditionnement des déchets d'EDF, de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement des installations de La Hague, soit 794 millions d'euros TTC. Ainsi, les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2011 ne présentent plus de passif au titre de cette obligation.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 37.2.2.2.

49.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président du Conseil d'administration, les membres du Comité Exécutif (Comex) à compter du 4 février 2010 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination si celle-ci est intervenue depuis, et les membres externes du Conseil d'administration.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 11,3 millions d'euros en 2011 (9,0 millions d'euros en 2010). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence. La variation observée sur l'exercice 2011 s'explique notamment par le fait que certaines nominations au Comité Exécutif sont intervenues en cours d'exercice 2010 et que les rémunérations associées n'étaient pas prises en compte en année pleine dans les données de l'exercice précédent.

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 autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 50. Environnement

50.1 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 entités concernées par l'application de cette directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia International et Dalkia Investissement, Bert, Kogeneracja, Zielona Gora, EC Krakow, ERSA, EC Wybrzeze, EDF Luminus et ESTAG.

En 2011, le Groupe a restitué 71 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2010. En 2010, le Groupe avait restitué 89 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2009.

Pour l'année 2011, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 59 millions de tonnes. Pour l'année 2010, le volume total des quotas alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 62 millions de tonnes.

Pour l'année 2011, le volume des émissions s'élève à 59 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces quotas s'élève à 149 millions d'euros et couvre l'insuffisance de quotas au 31 décembre 2011 (319 millions d'euros au 31 décembre 2010).

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'émissions 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 192 millions d'euros au 31 décembre 2011 (182 millions d'euros au 31 décembre 2010).

50.2 Certificats d'économie 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'énergie. 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 à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

La deuxième période qui s'est ouverte le 1er janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2013 se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie. EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

L'obligation pour EDF sera calculée *a posteriori* à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2012. Les volumes de CEE obtenus entre les deux périodes contribueront à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

50.3 Certificats d'énergie renouvelable

Au Royaume-Uni, en Pologne, en Belgique 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.

Au 31 décembre 2011, l'Italie, la Belgique et le Royaume-Uni présentent un solde déficitaire. Une provision de 317 millions d'euros a donc été comptabilisée à ce titre.

Note 51. Événements postérieurs à la clôture

51.1 Émission d'un emprunt obligataire

EDF a reçu le 18 janvier 2012 les fonds provenant d'une émission obligataire d'une maturité de 10 ans libellée en euros, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 3,875 %.

51.2 Offre pour la reprise de Photowatt

Le groupe EDF, *via* sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR), a déposé le 10 février 2012 une offre pour la reprise des activités de Photowatt, l'unique fabricant français de cellules photovoltaïques à base de silicium, qui a été placé en redressement judiciaire en novembre 2011. Photowatt détient 40 % de PV Alliance, société de recherche et développement dans le domaine des technologies photovoltaïques, au sein de laquelle EDF ENR possède déjà une participation de 40 % aux côtés du CEA (20 %).
L'offre d'EDF ENR est notamment conditionnée à la reprise de 100 % de PV Alliance et à l'obtention d'une licence d'exclusivité mondiale sur la technologie hétérojonction, appelée à remplacer la technologie actuelle dans les années à venir.

L'offre sera soumise aux autorisations requises pour ce type d'opération (gouvernance, concurrence…).

51.3 Renforcement du partenariat à long terme dans l'uranium naturel avec AREVA

Le 10 février 2012, EDF et AREVA se sont mis d'accord sur les principes d'un partenariat long terme pour la fourniture d'uranium naturel sur la période 2014-2030, au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement et de la compétitivité du parc nucléaire français.
Portant sur un volume global pouvant atteindre plus de 20 000 tonnes, les principes convenus prévoient le prolongement du contrat d'approvisionnement à partir des mines d'AREVA existantes, et ouvrent la perspective à une participation d'EDF au financement du développement d'un nouveau projet minier, en contrepartie d'une part de sa production future. Ces principes seront déclinés en une série d'accords qui seront soumis à l'approbation des organes de gouvernance des deux Groupes.

Ce nouveau partenariat industriel et financier conforte AREVA comme partenaire de référence d'EDF pour son approvisionnement en uranium naturel dont il fournit près de 40 % des besoins annuels.

Note 52. Périmètre de consolidation

Le périmètre de consolidation se présente comme suit :

Nom de l'entité	Pays	Méthode de consolidation au 31/12/2011	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2011	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2010	Activité
FRANCE					
Électricité de France		Société mère	100	100	P, D, A
RTE		ME	100	100	T
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		IG	100	100	D
Groupe PEI		IG	100	100	P
ROYAUME-UNI					
EDF Energy		IG	100	100	P, A
EDF Energy UK Ltd		IG	100	100	A
EDF Development Company Ltd		IG	100	100	A
ALLEMAGNE					
EnBW		-	-	46,07	P, D, A, T
ITALIE					
Edison		IP	48,96	48,96	P, D, A
Transalpina Di Energia (TDE)		IP	50	50	A
MNTC		IG	100	100	A
Wagram 4		IG	100	100	A
Fenice		IG	100	100	P
AUTRE INTERNATIONAL					
EDF International	France	IG	100	100	A
ESTAG	Autriche	IP	25	25	P, A
EDF Belgium	Belgique	IG	100	100	P
Segebel	Belgique	-	-	100	A
EDF Luminus	Belgique	IG	63,53	63,50	P
Ute Norte Fluminense	Brésil	IG	90	90	P
Ute Paracambi	Brésil	IG	100	100	P
Figlec	Chine	IG	100	100	P
Shandong Zhongua Power Company	Chine	ME	19,60	19,60	P
San Men Xia	Chine	ME	35	35	P
Taishan Nuclear Power JV Co	Chine	ME	30	30	P
EDF Inc.	États-Unis	IG	100	100	A
UniStar Nuclear Energy Inc.	États-Unis	IG	100	100	P
Constellation Energy Nuclear Group (CENG)	États-Unis	IP	49,99	49,99	P
Bert	Hongrie	IG	95,57	95,57	P
EDF Demasz	Hongrie	IG	100	100	P, D, A
Sviluppo Nucleare Italia	Italie	-	-	50	A
Nam Theun Power Company	Laos	ME	40	40	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	IP	50	50	P
EC Krakow	Pologne	IG	94,31	94,31	P
EC Wybrzeze	Pologne	IG	99,75	99,75	P
EDF Polska	Pologne	IG	75	86,52	A
ERSA (Rybnik)	Pologne	IG	64,85	79,79	P
Kogeneracja	Pologne	IP	33,40	40,58	P, D
Zielona Gora	Pologne	IP	32,87	39,93	P, D
SSE	Slovaquie	IP	49	49	D
EDF Alpes Investissements	Suisse	IG	100	100	A
Alpiq	Suisse	ME	25	26,06	P, D, A, T
Meco	Vietnam	IG	56,25	56,25	P

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.
Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

Le périmètre de consolidation se présente comme suit :

Nom de l'entité	Pays	Méthode de consolidation au 31/12/2011	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2011	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2010	Activité
AUTRES ACTIVITÉS					
Dalkia Holding	France	ME	34	34	A
Edenkia	France	-	-	50	A
Dalkia International	France	IP	50	50	A
Dalkia Investissement	France	IP	67	67	A
Richemont	France	IG	100	100	P
EDF Développement Environnement SA	France	IG	100	100	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	IG	100	100	A
Cofiva	France	IG	100	100	A
Sofinel	France	IG	55	55	A
Électricité de Strasbourg	France	IG	88,82	88,82	D
TIRU SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	IG	51	51	A
Dunkerque LNG	France	IG	65	100	A
EDF Énergies Nouvelles (EDF EN)	France	IG	100	50	P, A
Immobilière Wagram Étoile	France	IG	100	100	A
La Gérance Générale Foncière	France	IG	100	100	A
Immobilière PB6	France	IP	50	50	A
AEW IMCOM 6	France	IP	50	-	A
Société Foncière Immobilière et de Location (Sofilo)	France	IG	100	100	A
Protertia	France	IG	100	100	A
EDF Optimal Solutions	France	IG	100	100	A
Société C2	France	IG	100	100	A
Société C3	France	IG	100	100	A
EDF Holding SAS	France	IG	100	100	A
Domofinance	France	ME	45	45	A
Fahrenheit	France	IG	100	100	A
EDF Trading	Royaume-Uni	IG	100	100	A
EDF Production UK Ltd	Royaume-Uni	IG	100	100	A
DIN UK	Royaume-Uni	IG	100	100	A
Wagram Insurance Company	Irlande	IG	100	100	A
Océane Ré	Luxembourg	IG	99,98	99,98	A
EDF Investissements Groupe	Belgique	IP	93,32	93,32	A
EDF Gas Deutschland	Allemagne	IG	100	100	A
FSG	Allemagne	IP	50	50	A

Méthode de consolidation : IG = intégration globale, IP = intégration proportionnelle, ME = mise en équivalence.
Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres.

Au 31 décembre 2011, le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

Nom de l'entité	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2011	Quote-part de droits de vote détenus au 31/12/2011
Edison	48,96	50
ERSA (Rybnik)	64,85	64,90
Dalkia International	50	24,14
Dalkia Investissement	67	50
Sofinel	55	54,98
EDF Investissements Groupe	93,32	50

20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011

Exercice clos le 31 décembre 2011,

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 2011 sur :
- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« le Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères, et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 30 de l'annexe. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

Les estimations comptables concourant à la préparation des comptes ont été réalisées par le Groupe dans un environnement incertain, lié à la crise des finances publiques de certains pays de la zone euro. Cette crise s'accompagne d'une crise économique et de liquidité ainsi que d'incertitudes sur l'évolution des prix des matières premières et de l'électricité qui rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques. C'est dans ce contexte que, en application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et que nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que la note 1.3.29.1 de l'annexe donnait une information appropriée sur le traitement comptable retenu au titre des droits d'émission de gaz à effet de serre, domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2011.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe. En particulier, les notes 1.3.26 et 15, 14, 33 et 45 présentent respectivement les informations relatives :
- aux obligations de distribution publique d'électricité en France, en particulier l'incidence du changement d'estimation de la durée de vie industrielle de certains de ces biens intervenu en 2011 ;
- aux pertes de valeurs enregistrées et aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des goodwill et des actifs immobilisés ;
- et aux autres provisions et passifs éventuels.

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Procédures de contrôle
La note 4.1 de l'annexe décrit le cadre réglementaire applicable au dispositif d'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1er juillet 2011. Nos contrôles de ces opérations s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Groupe, ou publiées par la Commission de régulation de l'énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2012

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Bernard Cattenoz	Jacques-François Lethu	Alain Pons	Patrick E. Suissa

20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires relatifs à l'exercice 2011 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	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	3 407	32,2	3 343	33,3
Filiales intégrées globalement	4 006	37,8	4 932	49,1
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
Émetteur	377	3,6	1 096	10,9
Filiales intégrées globalement	904	8,5	94	0,9
Sous-total	**8 694**	**82,1**	**9 465**	**94,2**
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	815	7,7	254	2,5
Autres	1 077	10,2	333	3,3
Sous-total	**1 892**	**17,9**	**587**	**5,8**
TOTAL	**10 586**	**100**	**10 052**	**100**

Rappel des informations relatives à l'exercice 2010

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires relatifs à l'exercice 2010 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	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	3 413	30,6	3 571	40,6
Filiales intégrées globalement	4 897	44,0	4 574	51,9
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
Émetteur	585	5,3	581	6,6
Filiales intégrées globalement	1 168	10,5	72	0,8
Sous-total	**10 063**	**90,4**	**8 798**	**99,9**
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	732	6,6	8	0,1
Autres	340	3,0	0	0,0
Sous-total	**1 072**	**9,6**	**8**	**0,1**
TOTAL	**11 135**	**100**	**8 806**	**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 de référence	Nombre d'actions	Dividende par action *(en euros)*	Dividende total distribué [1] *(en euros)*	Date de versement du dividende
2008	1 822 171 090	1,28	2 328 200 485,12 [2]	3 juin 2009
2009	1 848 866 662	1,15	2 111 146 365,85 [3]	3 juin 2010
2010	1 848 866 662	1,15	2 122 291 972, 68 [4]	6 juin 2011

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Dont 1 164 067 897,60 euros versés le 17 décembre 2008 à titre d'acompte sur le dividende 2008.

(3) Dont 1 002 006 770,05 euros versés le 17 décembre 2009 à titre d'acompte sur le dividende 2009 (dont 937 815 444,36 euros payés en actions nouvelles).

(4) Dont 1 053 574 334,82 euros versés le 17 décembre 2010 à titre d'acompte sur le dividende 2010.

Le 22 novembre 2011, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2011, payable en numéraire, de 0,57 euro par action.

Le montant total de l'acompte mis en paiement le 16 décembre 2011 s'est élevé à 1 053 169 658,76 euros (déduction faite des actions autodétenues).

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 15 février 2012, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2012 le versement d'un dividende de 1,15 euro par action au titre de l'exercice 2011. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action versé en décembre 2011, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,58 euro par action et devrait être mis en paiement le 6 juin 2012, sous réserve de l'accord des actionnaires. La date de détachement du dividende est le 1er juin 2012.

20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

L'Assemblée générale du 24 mai 2011 a adopté une modification des statuts d'EDF visant à y insérer le dispositif de versement d'un dividende majoré aux actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins 2 ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social. Le premier dividende majoré sera, conformément à la loi, attribué après la clôture du deuxième exercice suivant la modification des statuts, soit en 2014 pour le dividende qui sera distribué au titre de l'exercice 2013.

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 arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives. Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.
À l'exception des procédures décrites ci-dessous, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure administrative, judiciaire ou d'arbitrage, y compris en suspens ou dont elle serait menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

20.5.1 Procédures concernant EDF

Réseau d'alimentation général (RAG)

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. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne, et l'État français a déposé le 14 novembre 2004 un mémoire en intervention à l'appui du recours d'EDF. À la suite d'une audience qui s'est tenue le 25 novembre 2008, le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt

du Tribunal. Une audience devant la Cour s'est tenue le 12 juillet 2011. Le 20 octobre 2011, l'Avocat général a rendu ses conclusions tendant à l'annulation de l'arrêt du Tribunal. Ces conclusions ne préjugent pas de la décision finale de la Cour, dont l'arrêt est attendu en principe en 2012.

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 2011, de 567 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une telle faute peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

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 Sociale (« TASS ») en ce qu'elles reconnaissent la faute inexcusable de l'employeur.

À fin décembre 2011, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à 23,9 millions d'euros environ.

Au 31 décembre 2011, 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.

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 que le groupe EDF aurait exploité abusivement sa position dominante sur les différents marchés de l'électricité pour pénétrer, via sa filiale EDF Énergies 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, dans le cadre d'une procédure de *market test,* afin que les entreprises intéressées puissent faire connaître leur avis.

En février 2009, l'Autorité 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 estimait que les moyens de communication utilisés par EDF entretenaient 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 une décision du 8 avril 2009, l'Autorité de la concurrence a enjoint à EDF (i) de supprimer dans tous les supports de communication de la marque Bleu Ciel® d'EDF toute référence à l'activité d'EDF ENR dans la filière solaire photovoltaïque, (ii) de faire cesser, par les agents répondant au 39 29 (numéro dédié réservé aux particuliers et aux clients d'EDF), toute référence aux services offerts par EDF ENR, (iii) de mettre fin à toute communication à EDF ENR d'informations recueillies par le 39 29, cette injonction visant non seulement la prise de rendez-vous, mais aussi la transmission de renseignements sur les personnes intéressées par la production d'énergie photovoltaïque, et enfin (iv) 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 s'est conformé à ces injonctions dans les délais fixés par l'Autorité de la concurrence.

La procédure au fond est toujours en cours. Au terme de l'instruction au fond, 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, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise.

Syndicat national des producteurs indépendants d'électricité thermique (« SNPIET »)

Le 1er décembre 2010, le Syndicat national des producteurs indépendants d'électricité thermique (SNPIET) a saisi l'Autorité de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. Le SNPIET faisait état de pratiques anticoncurrentielles qui auraient été mises en œuvre par EDF et RTE dans le but d'évincer les producteurs autonomes membres du SNPIET, dans le cadre des appels d'offres pour les réserves rapide et complémentaire lancés par RTE en 2005 et 2007 et de la négociation avec EDF des contrats d'achat d'électricité sur le marché libre en sortie d'obligations d'achat. Après échanges contradictoires, une séance de l'Autorité de la concurrence statuant sur la recevabilité de la saisine au fond et la demande de mesures conservatoires du SNPIET s'est tenue le 10 mai 2011. Par une décision du 8 juin 2011, l'Autorité de la concurrence a rejeté la saisine et la demande de mesures conservatoires du SNPIET faute d'éléments probants. Le SNPIET n'ayant pas exercé de recours contre la décision de l'Autorité de la concurrence, celle-ci est devenue définitive.

Litiges en matière sociale

EDF est partie 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 ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait avoir un effet négatif 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.

Voir la note 45.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. À la date de dépôt du présent document de référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si sa résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière fiscale

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. En fin d'année 2011, l'avis de mise en recouvrement a été adressé à la société.

Un des chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP ») qui, s'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale concernant la déductibilité de cette provision. En fin d'année 2011, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu un avis favorable à la Société sur les principaux chefs de redressement issus du contrôle sur les exercices 2004 à 2006 et a notamment confirmé le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés pourrait être de l'ordre de 250 millions d'euros.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. La Société a reçu fin 2011 une proposition de rectification relative à l'exercice 2008. EDF conteste la majeure partie de ces redressements d'impôt, d'environ 900 millions d'euros, relatifs à la déductibilité de certains passifs de long terme. La Société estime probable ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ces principaux chefs de redressement.

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'est engagé 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.

À la suite de 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.

Après plusieurs reports, les plaidoiries ont eu lieu le 26 octobre 2009. Par décision du 18 janvier 2010, le Tribunal de Commerce avait intégralement rejeté les demandes d'Alcan et d'Aluminium Pechiney, qui ont fait appel le 19 mars 2010 de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris. Par ordonnance du 20 septembre 2011, la Cour d'Appel a constaté l'extinction de l'instance, Alcan ayant déposé des conclusions en désistement qu'EDF a acceptées.

Greenpeace

Une information judiciaire a été ouverte en février 2009 au Tribunal correctionnel de Nanterre sous la qualification de « complicité et recel d'atteinte à un système de traitement automatisé de données » à la suite de déclarations d'un informaticien d'une société tierce, qui prétend avoir procédé à l'intrusion informatique de l'ordinateur de M. Yannick Jadot, ancien porte-parole de Greenpeace courant 2006, à la demande d'un salarié d'EDF. Le salarié visé et son supérieur hiérarchique ont été mis en examen respectivement les 24 mars et 10 juin 2009 et ont fait l'objet d'une mutation d'office à titre de sanction disciplinaire. EDF a été mis en examen le 26 août 2009. Le 15 octobre 2010, le juge d'instruction a rendu une ordonnance aux fins de renvoi d'EDF et des deux salariés devant le Tribunal correctionnel de Nanterre.

Par un jugement rendu le 10 novembre 2011, EDF et les deux salariés ont été reconnus coupables des faits de complicité et d'intrusion dans un système de traitement informatisé de données. EDF a été condamnée à une peine de 1,5 million d'euros d'amende. Le salarié a été condamné à une peine de trois ans d'emprisonnement, dont 30 mois avec sursis, et son supérieur hiérarchique à une peine de trois ans d'emprisonnement, dont 24 mois avec sursis, et à une peine d'amende de 10 000 euros.

Sur le plan des intérêts civils, EDF et les salariés sont solidairement condamnés à payer 500 000 euros de dommages-intérêts à Greenpeace France ainsi que 50 000 euros de dommages-intérêts au bénéfice de Yannick Jadot. L'affaire sera réexaminée par la Cour d'Appel de Versailles lors de ses audiences des 7, 8 et 9 novembre 2012.

Bugey 1

À la suite de l'obtention par EDF de l'autorisation de procéder à la déconstruction complète de l'installation nucléaire de base de Bugey 1 par décret n° 2008-1197 du 18 novembre 2008, une association a introduit le 21 janvier 2009 un recours en annulation du décret devant le Conseil d'État.

La requête de l'association a été notifiée à EDF le 6 mai 2009. Les mémoires en défense ont été déposés respectivement le 7 août 2009 par l'État et le 3 septembre 2009 par EDF. Un rapporteur public a été nommé en octobre 2010. Par une décision en date du 9 décembre 2011, le Conseil d'État a rejeté la requête de l'association, clôturant ainsi ce contentieux.

Verdesis

La société Euro Power Technology a saisi en juin 2008 le Conseil de la concurrence d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires contre EDF et sa filiale Verdesis, concernant les activités d'EDF et Verdesis dans le biogaz. L'Autorité de la concurrence a notifié la saisine le 9 juin 2009 à EDF, qui lui a adressé des observations préliminaires le 23 juin 2009.

L'Autorité de la concurrence s'est réunie le 17 février 2010 pour examiner la recevabilité de la saisine d'Euro Power Technology et sa demande de mesures conservatoires et, par décision du 16 avril 2010, a rejeté la plainte d'Euro Power Technology.

Le 26 avril 2010, Euro Power Technology a fait appel de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris qui, par arrêt du 2 décembre 2010, a rejeté son recours. Euro Power Technology s'est pourvue en cassation le 28 décembre 2010 et a régularisé son mémoire ampliatif au soutien de son pourvoi auquel EDF a répondu. Les requêtes en radiation d'EDF et Verdesis du pourvoi d'Euro Power Technology ont été rejetées par ordonnance du 27 octobre 2011.

Fessenheim

Une association et des particuliers ont déposé le 25 juillet 2008 un recours gracieux demandant aux Ministres chargés de la sûreté nucléaire (Ministres chargés de l'énergie et de l'écologie) d'ordonner la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction 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'ASN, la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une installation nucléaire de base qui présente des risques graves.

Après rejet par les Ministres de la demande gracieuse, les requérants ont introduit un recours contentieux devant le Tribunal administratif de Strasbourg le 10 décembre 2008, rejeté par jugement du 9 mars 2011. Les requérants ont interjeté appel le 4 mai 2011.

Les mêmes requérants ont déposé un recours gracieux le 18 avril 2011 demandant aux Ministres chargés de la sûreté nucléaire et à l'ASN de suspendre le fonctionnement de la centrale de Fessenheim. Les requérants fondent leur recours sur les articles 34 et 35 du décret du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, qui permet aux Ministres ou à l'ASN de suspendre une installation nucléaire de base en cas de risques graves. Après les refus des Ministres et de l'ASN de faire droit à leur demande, les requérants ont respectivement saisi le Tribunal administratif de Strasbourg (pour les décisions implicites de rejet des Ministres) et le Conseil d'État (pour la décision implicite de rejet de l'ASN).

Enquête de la Commission européenne relative à une hausse des prix sur le marché de gros de l'électricité

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.

Ces inspections font suite aux conclusions de l'enquête de la Commission relative au secteur de l'énergie publiées en janvier 2007. Elles constituent une étape préliminaire dans la recherche concernant la réalité de pratiques anticoncurrentielles soupçonnées et ne préjugent pas de l'issue de l'enquête proprement dite.

Au terme de cette enquête, si la Commission 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 23, paragraphe 2, sous a) du règlement (CE) n° 1/2003. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise concernée.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

L'annonce par le MEEDDEM, dès l'automne 2009, d'une révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque fixés par l'arrêté du 10 juillet 2006 a provoqué une hausse massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE (voir section 6.5.1.2. (« Législation française »)). Dans ce contexte, le Gouvernement a décidé de modifier, par un arrêté du 12 janvier 2010, tant les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie photovoltaïque que leurs modalités d'application.

Plusieurs producteurs, parmi lesquels les sociétés Green Yellow, filiales du groupe de distribution Casino, ont alors décidé d'assigner EDF afin de faire juger qu'EDF serait tenu d'acheter l'électricité produite aux conditions tarifaires plus favorables résultant de l'arrêté antérieur du 10 juillet 2006.

Aux termes d'un jugement du 11 juillet 2011, le Tribunal de Commerce de Paris s'est reconnu compétent et a estimé que les contrats d'achat d'électricité objets du litige devaient être considérés comme formés dès la date de dépôt des demandes complètes de contrats. Le Tribunal en a déduit que les requérants ont droit, pour ce qui concerne ces contrats, aux tarifs fixés par l'arrêté précité du 10 juillet 2006.

Saisi à l'initiative du Préfet de Paris, le Tribunal des Conflits a, par une décision en date du 12 décembre 2011, déclaré nul et non avenu le jugement du Tribunal de Commerce du 11 juillet 2011, en tant qu'il a, dans le même temps, rejeté le déclinatoire de compétence du Préfet de Paris et statué sur le fond des demandes des sociétés Green Yellow. À la suite de cette décision, le Tribunal de Commerce de Paris va être à nouveau saisi du dossier.

En parallèle, quelques producteurs ont intenté des procédures en vue de contester l'application qui leur est faite des arrêtés tarifaires. Ces procédures sont aujourd'hui pendantes soit devant le juge judiciaire, soit devant le juge administratif.

Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA)

Un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer sur le territoire de la commune de Saint-Vulbas, située dans le département de l'Ain, une installation nucléaire de base dénommée « Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés ». Deux requêtes ont été déposées en juin 2010 devant le Conseil d'État, l'une par la société Roozen, qui exploite une installation horticole à proximité du site, et l'autre par un collectif d'associations de protection de l'environnement, visant à obtenir l'annulation de ce décret. À ce jour, l'instruction est toujours pendante devant le Conseil d'État.

Par ailleurs, la société Roozen avait déposé deux autres requêtes devant le Tribunal administratif de Lyon contre l'arrêté du 22 février 2010 par lequel le Préfet de l'Ain a accordé le permis de construire d'ICEDA.

La première requête, déposée le 21 avril 2010, demandait l'annulation du permis de construire. Par jugement en date du 13 décembre 2011, le Tribunal administratif a prononcé l'annulation du permis de construire pour violation du plan d'urbanisme de la commune concernée. EDF a interjeté appel devant la Cour administrative d'appel de Lyon en demandant également le sursis à exécution du jugement. Par ailleurs, en concertation avec les parties prenantes, la commune va entamer une procédure de révision de son plan local d'urbanisme et EDF prépare une nouvelle demande de permis de construire.

La seconde requête déposée le 25 novembre 2010, demandait en référé la suspension du permis de construire. Cette demande a été rejetée par une ordonnance du Tribunal administratif de Lyon du 13 décembre 2010, décision confirmée par le Conseil d'État par une ordonnance du 24 mai 2011 à la suite d'un pourvoi formé par la société Roozen.

Flamanville

Le 15 novembre 2006, EDF a déposé auprès de l'ASN une demande d'autorisation de prélèvement et de rejet d'effluents liquides et gazeux pour la centrale nucléaire de Flamanville (Manche). Cette demande comprenait les prélèvements et rejets effectués par les deux réacteurs existants du site (Flamanville 1 et Flamanville 2), ainsi que ceux du futur réacteur de type EPR (Flamanville 3) actuellement en cours de construction.

L'ASN a pris une décision, le 7 juillet 2010, fixant à EDF les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux pour l'exploitation des 3 réacteurs. Cette décision a été homologuée par un arrêté des Ministres chargés de la sûreté nucléaire du 15 septembre 2010.

Une association locale, CRILAN, a saisi le Tribunal administratif de Caen le 23 mars 2011 pour demander l'annulation de cet arrêté. EDF a déposé son mémoire auprès du Tribunal administratif de Caen en septembre 2011.

Statoil

EDF et Statoil avaient signé le 14 février 2003 un contrat d'approvisionnement en gaz naturel pour une durée de 15 ans. À la suite de la disparition, en janvier 2009, d'un indice intégré dans la formule de prix contractuelle, EDF et Statoil ont entamé des discussions en vue de son remplacement. À l'issue d'une expertise ayant déterminé l'indice de remplacement, les parties ont signé le 13 mai 2011 une convention mettant fin à leur désaccord sur la date d'application rétroactive de ce nouvel indice.

Brennilis

À la suite de l'obtention par EDF de l'autorisation, par décret du 27 juillet 2011, de procéder aux opérations de démantèlement partiel de l'installation nucléaire de Brennilis, installation d'entreposage de matériels de la centrale nucléaire des Monts-d'Arrée, plusieurs associations ont introduit un recours contre ce décret devant le Conseil d'État le 28 septembre 2011, suivi du dépôt d'un mémoire complémentaire déposé le 28 décembre 2011.

20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

RTE

Transfert des lignes haute tension remises en dotation à la SNCF

La loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ayant fixé le principe de la cession par la SNCF à RTE des ouvrages électriques haute tension de transport de la SNCF, une commission *ad hoc* a rendu le 9 juillet 2009 une décision sur la valeur de transfert du réseau haute tension estimant celle-ci à 140 millions d'euros. La SNCF a formé le 20 août 2009 un recours devant le Conseil d'État contre cette décision, estimant la valeur de transfert des ouvrages à un prix très supérieur. Dans l'attente de la décision du Conseil d'État, la SNCF a transféré les ouvrages électriques à RTE, et la vente a été conclue le 26 mai 2010 pour un montant de 140 millions d'euros, sur lesquels 80 millions d'euros seulement ont été versés par RTE, à titre d'acompte.

Litiges en matière fiscale

Au cours des années 2008 et 2009, RTE a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2005, 2006 et 2007. Fin 2011, un avis de mise en recouvrement a été adressé à EDF, société mère redevable de l'impôt dans le cadre de l'intégration fiscale à laquelle appartient RTE. Cet avis a été réglé pour les redressements acceptés, et RTE a remboursé ces rappels d'impôts à la Société. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles demeure contesté par le Groupe.

Par ailleurs, au cours des années 2010 et 2011, RTE a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2008 et 2009. Fin 2011, l'administration fiscale a remis une proposition de rectification à la société sans conséquence financière significative pour la société.

ERDF

Litiges en matière fiscale

ERDF fait l'objet depuis février 2010 d'un contrôle fiscal relatif aux exercices 2007 et 2008. Au 31 décembre 2010, l'exercice 2007 n'avait pas fait l'objet d'une proposition de rectification par l'administration et était donc prescrit. Le contrôle fiscal 2008 s'est achevé avec la réception d'une proposition de rectification fin 2011. Les rehaussements notifiés n'emportent pas de conséquence financière significative.

Par ailleurs, EDF avait reçu fin 2009 une proposition de rectification à l'issue d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. Cette proposition concernait également ERDF dans la mesure où, conformément aux accords signés dans le cadre de la filialisation des activités de distribution, les rectifications relatives à la période antérieure à la filialisation sont à la charge d'ERDF. Ces rehaussements ont été mis en recouvrement en décembre 2011 et, en application de la convention d'intégration fiscale, ERDF a payé la quote-part lui incombant dans les redressements acceptés. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles demeure contesté par le Groupe.

Direct Énergie

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les fournisseurs peuvent proposer à leurs clients la signature d'un contrat unique portant à la fois sur la fourniture et sur l'accès aux réseaux et conclure avec le gestionnaire de réseaux un contrat, dit contrat « GRD-F », relatif à l'accès au réseau pour l'exécution de ces contrats de fourniture. Dans sa rédaction actuelle, le contrat GRD-F prévoit qu'en cas d'impayés par le client final, le fournisseur est tenu de verser à ERDF la part acheminement correspondante. Cette disposition a été contestée par la société Direct Énergie devant le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (« CoRDIS ») par une requête en date du 20 juillet 2010. Dans une décision du 22 octobre 2010 notifiée à ERDF le 17 novembre 2010, le CoRDIS a estimé qu'aucune disposition de la législation en vigueur n'autorisait ERDF à faire supporter par le fournisseur la charge d'un risque d'impayés pour la part revenant au distributeur et que, pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur devait les avoir préalablement recouvrées auprès du client final. Le CoRDIS a donc demandé à ERDF de transmettre à Direct Énergie un nouveau contrat GRD-F conforme à sa décision. ERDF a formé un recours devant la Cour d'Appel de Paris contre cette décision qui remet en cause les grands équilibres du contrat unique et entraînerait une complexification des règles de marché ainsi qu'un surcoût de mise en œuvre supporté, *in fine*, par les consommateurs finals.

La Cour d'Appel a rendu le 29 septembre 2011 une décision qui confirme la décision du CoRDIS. Une concertation entre fournisseurs et ERDF a été menée sous l'égide de la CRE pour parvenir à un aménagement du contrat GRD-F qui tienne compte de la décision du CoRDIS confirmée en appel. À ce stade, aucune proposition n'a été formulée par la CRE s'agissant des évolutions contractuelles du contrat GRD-F. Cet arrêt fait l'objet d'un pourvoi en cassation.

Parallèlement, Direct Énergie (devenue en septembre 2011 actionnaire de référence de Poweo) et Poweo ont assigné ERDF devant le Tribunal de Commerce de Paris, respectivement le 11 décembre 2009 et le 3 mars 2011. Les deux sociétés demandent notamment à ERDF de supporter rétroactivement la charge des impayés qu'elles ont enregistrés dans leurs comptes depuis l'ouverture des marchés en 2004 ainsi qu'une nullité du contrat GRD-F et, à titre subsidiaire, une requalification rétroactive depuis cette même date du contrat GRD-F en contrat de mandat. Dans ce contexte, Direct Énergie et Poweo ont rejeté en 2010 et 2011 des prélèvements d'ERDF à due concurrence des montants qu'elles considèrent avoir indûment supportés au titre des impayés. À la date de dépôt du présent document de référence, aucun jugement n'a été rendu sur le fond par le Tribunal de Commerce de Paris.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF (ou les ELD) de l'électricité qu'elles produisent. Un cadre réglementaire incitatif a permis d'amorcer le développement de la filière photovoltaïque en France. Face à une croissance très rapide de cette filière, le gouvernement, après plusieurs arrêtés des 12 janvier, 16 mars et 31 août 2010 baissant les tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque, a décidé, par décret moratoire du 9 décembre 2010, la suspension de la conclusion de nouveaux contrats pour une durée de trois mois et indiqué que les dossiers dont la proposition technique et financière n'a pas été adoptée avant le 2 décembre 2010 devraient faire l'objet d'une nouvelle demande complète de raccordement à l'issue de ce délai, sur la base d'un nouvel arrêté tarifaire. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

La perspective de ces différentes évolutions tarifaires a conduit à un afflux considérable de dossiers de raccordement dans les unités d'ERDF. Malgré les mesures significatives mises en œuvre pour traiter ces dossiers, ERDF n'a pas toujours été en mesure de délivrer les propositions techniques et financières dans un délai permettant aux producteurs de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'arrêté du 4 mars 2011.

Un arrêt du Conseil d'État du 16 novembre 2011 rejetant les recours intentés contre le décret moratoire du 9 décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF fin 2011. Ces recours ont été principalement initiés par des producteurs conduits à abandonner leurs projets car leurs conditions d'exploitation étaient moins favorables selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ceux-ci considèrent que cette situation est imputable à ERDF au motif que la société n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat plus avantageuses.

ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être reconnue.

EDEV

Le contrôle fiscal d'EDEV 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, et à la suite d'un jugement défavorable du Tribunal administratif de Montreuil du 11 mars 2010, EDF, en tant que société de tête de l'intégration fiscale, a interjeté appel devant la Cour administrative d'appel de Versailles le 28 mai 2010. L'enjeu du contentieux devant la Cour administrative de Versailles est d'obtenir le remboursement de 2,1 millions d'euros.

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 SpA) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des Ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées Gencos) alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis *(segnalazione)* dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, A2A S.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 constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A S.A., d'obliger EDF et A2A S.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 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a d'autre part indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond.

En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

L'audience sur le fond du litige ainsi que sur les moyens de preuve par lesquelles ACEA évalue son préjudice, fixée au 26 juin 2008, a fait l'objet de reports successifs jusqu'au 24 mars 2011. 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.

Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé en décembre 2010 un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011, par laquelle il a renvoyé l'affaire au 13 mars 2013.

Procédure relative à la vente d'Ausimont

À l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le Procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont Spa, cédé en 2002 à Solvay Solexis Spa, le Procureur a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Les poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009, alors que se poursuivait la procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement. Par une ordonnance du 10 mai 2011, le juge de l'audience préliminaire a requalifié les faits d'empoisonnement des eaux en « altération des eaux », pour lesquels la peine encourue ainsi que les dommages et intérêts qui pourraient être alloués par le juge sont moindres.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre, et le Président du Conseil des Ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif régional. Le Tribunal administratif régional a rejeté ce recours en mars 2011 et Edison a formé un recours contre ce jugement devant le Conseil d'État.

Procédure du Procureur de la République d'Alessandria

Le Procureur de la République d'Alessandria (Italie) a adressé en 2009 à certains dirigeants et anciens administrateurs d'Ausimont Spa (aujourd'hui Solvay Solexis SpA, société cédée par Montedison au groupe Solvay en 2002) l'avis de conclusion des enquêtes concernant les hypothèses d'empoisonnement des eaux de la source se trouvant sous le site industriel de Spinetta Marengo et des eaux de sources environnantes et l'absence de remise en état du site. L'enquête a été clôturée le 16 janvier 2012. La première audition se tiendra le 18 juillet 2012.

Par ailleurs, une décision administrative a ordonné à Solvay Solexis de remettre en état le site de Spinetta Marengo. Edison est intervenue volontairement dans la procédure afin de défendre ses intérêts à la suite du recours déposé par Solvay Solexis qui demande l'annulation de cette décision administrative, en particulier en ce qu'elle n'impose pas d'obligations à Edison concernant la remise en état du site (cette obligation étant imposée à Solvay Solexis uniquement).

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, ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants droit, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations MontEdison (transférées depuis à Enimont, devenue Enichem, filiale de ENI).

Litiges en matière environnementale

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de MontEdison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Crotone, Mantua et Cesano Maderno) avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions initiées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

BE ZRt

À la suite d'une enquête fondée sur les règles européennes relatives aux aides d'État, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008, exigeant du gouvernement hongrois la résiliation sans indemnisation des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) existants avant la fin de l'année 2008 et demandé que les aides d'État qui auraient été versées depuis le 1er mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009. BE ZRt a engagé un recours à l'encontre de cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne (« TUE ») le 4 mai 2009. Par un arrêt du 13 février 2012, le TUE a rejeté le recours en annulation déposé par BE ZRt contre la décision.

Le gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne, et le législateur hongrois a adopté le 10 novembre 2008 une loi résiliant les PPA sans indemnisation au 31 décembre 2008. La Commission européenne et le gouvernement hongrois ont accepté fin avril 2010 le principe de compensation des coûts échoués avec celui des aides d'État versées, et BE ZRt n'a eu en conséquence aucune aide d'État illicite à rembourser.

De manière à permettre la poursuite de son exploitation après résiliation de ses PPA, BE ZRt a négocié un contrat commercial d'une durée de 8 ans avec MVM, acheteur unique hongrois détenu par l'État, pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret « Cogen[1] » pour la vente de la seconde moitié de sa production qui devait couvrir une période allant jusqu'en 2013. Cependant, la Hongrie a adopté le 16 mars 2011 un amendement à la loi sur l'électricité mettant fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011.

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du Traité sur la Charte de l'Énergie (TCE), en application du règlement CNUDCI. La procédure d'arbitrage a été suspendue jusqu'au 1er octobre 2011, à la suite de plusieurs accords successifs, et a été reprise à cette date. EDF International a déposé, le 30 décembre 2011, auprès de la Cour permanente d'arbitrage de La Haye, un mémoire en demande en vue d'une indemnisation pour la perte des PPA. Le préjudice lié aux prix de la chaleur en 2011 a été introduit dans ce mémoire à titre conservatoire.

SSE

Le régulateur slovaque a adopté, en 2002 une résolution fixant les tarifs de l'électricité applicables pour 2003 sans attendre la publication d'un décret spécifique en la matière. Sept sociétés ont contesté la procédure et porté l'affaire devant la Cour constitutionnelle en 2004. Elles ont obtenu gain de cause en 2006, la Cour constitutionnelle déclarant nulle ladite résolution du régulateur.

Ces sociétés, estimant de ce fait que les prix pour 2003 n'avaient pas été valablement fixés et que les tarifs 2002, moins élevés, devaient s'appliquer ont attaqué l'État en vue d'un remboursement. Elles ont été déboutées, le tribunal ayant jugé que la seule conséquence de cette erreur du régulateur avait consisté en un enrichissement sans cause des fournisseurs d'électricité.

À la suite de cette décision, une société cliente de SSE a engagé le 4 septembre 2009 une action en justice contre cette dernière, demandant le remboursement de la somme de 780 905 euros correspondant à la différence entre le montant perçu par SSE en application des tarifs 2003 indûment fixés par le régulateur et le montant que SSE aurait perçu en appliquant les tarifs 2002.

Cinq autres clients de SSE avaient également déposé des recours similaires fin 2009 et début 2010, pour une réclamation globale d'environ 10 millions d'euros. À ce jour, tous les clients se sont désistés ; les deux derniers désistements ont fait l'objet de deux décisions de clôture au mois de janvier 2012.

SSE avait également engagé, le 6 juillet 2010, un recours similaire, pour les mêmes motifs, à l'encontre de son fournisseur d'électricité, lui réclamant un montant de 37,5 millions d'euros. L'action ainsi engagée a été retirée par SSE et a fait l'objet d'une décision de clôture en octobre 2011.

EDF Luminus – recours de l'association Test-Achats

L'association belge de consommateurs Test-Achats a intenté le 17 mai 2010 un recours en annulation devant le Tribunal de l'Union européenne contre la décision de la Commission européenne du 12 novembre 2009 autorisant l'acquisition par EDF de l'opérateur belge SPE, devenue EDF Luminus. Test-Achats alléguait notamment que la Commission européenne n'aurait pas suffisamment pris en compte dans son instruction le fait que des acteurs français ayant un actionnaire commun prendraient le contrôle du secteur de l'électricité en Belgique. L'intervention volontaire d'EDF au soutien de la Commission a été acceptée par le Tribunal. À la suite de l'audience tenue le 11 mai 2011, le Tribunal de l'Union européenne a intégralement rejeté par un jugement en date du 12 octobre 2011 le recours de l'association. Le délai pour introduire un pourvoi contre ce jugement ayant expiré, la validité de la décision de la Commission européenne du 12 novembre 2009 autorisant la prise de contrôle de SPE par EDF est définitivement confirmée.

20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2011

EnBW

Le 22 février 2012, EDF International a reçu une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de Commerce Internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix.

ERDF - Recours contre la décision tarifaire TURPE 3

Le 17 août 2009, un recours a été formé devant le Conseil d'État par certains intervenants du marché de l'énergie, visant à annuler la proposition et la décision tarifaire TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009. Le Conseil d'État a rendu le 28 mars 2012 une décision qui confirme la régularité de la procédure d'adoption de TURPE 3 mais demande, avant de se prononcer au fond, un avis externe portant notamment sur le mode de détermination du coût moyen pondéré du capital entrant dans le calcul du TURPE. Le consultant, commissaire aux comptes, disposera d'un délai de 3 mois pour rendre son avis.

20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2011 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011 pour les événements intervenus avant le 15 février 2012, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 15 février 2012, à la section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent document de référence.

(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 ».

21.

Informations complémentaires

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société **400**
- 21.1.1 Montant du capital social 400
- 21.1.2 Marché des titres de la Société 400
- 21.1.3 Autodétention et programme de rachat d'actions 401
  - 21.1.3.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document de référence (programme autorisé par l'Assemblée générale ordinaire du 24 mai 2011) 401
  - 21.1.3.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2011 402
  - 21.1.3.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 403
- 21.1.4 Capital autorisé mais non émis 403
- 21.1.5 Autres titres donnant accès au capital 404
- 21.1.6 Titres non représentatifs du capital 404
- 21.1.7 Évolution du capital social 404
- 21.1.8 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 405
- 21.1.9 Nantissement des titres de la Société 405

21.2 Dispositions statutaires **405**
- 21.2.1 Objet social 405
- 21.2.2 Exercice social 405
- 21.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 405
- 21.2.4 Droits attachés aux actions 406
- 21.2.5 Cession et transmission des actions 406
- 21.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits attachés aux votes 406
- 21.2.7 Assemblées générales 406
  - 21.2.7.1 Convocations aux Assemblées 406
  - 21.2.7.2 Participation aux Assemblées et exercice du droit de vote 406
  - 21.2.7.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration 407
  - 21.2.7.4 Opérations de cession temporaire en période d'Assemblée 407
- 21.2.8 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société 408
- 21.2.9 Franchissements de seuils 408

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société

21.1.1 Montant du capital social

À la date de dépôt du présent document de référence, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	1 848 866 662
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	924 433 331 euros

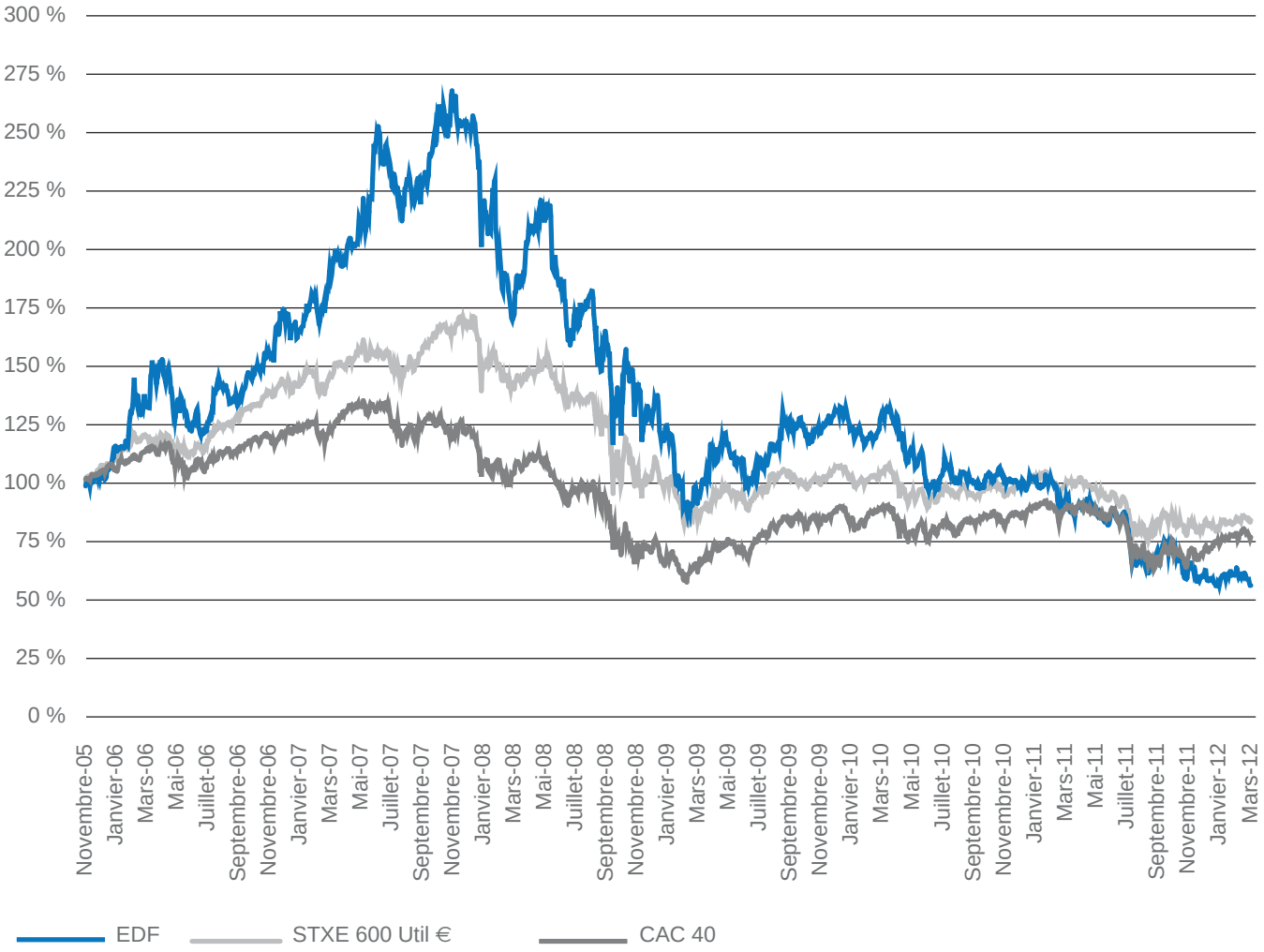
Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

En 2011, le capital a été successivement augmenté le 24 juin 2011 pour être porté à la somme de 930 406 055 euros, divisé en 1 860 812 110 actions ordinaires, puis réduit le 28 septembre 2011 à la somme de 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires (voir les sections 21.1.3 (« Autodétention et programme de rachat d'actions ») et 21.1.7 (« Évolution du capital social »)).

21.1.2 Marché des titres de la Société

Les actions de la Société sont admises aux négociations sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis le 21 novembre 2005, sous le code ISIN FR 0010242511, le code Reuters (EDF.PA) et le code Bloomberg (EDF:FP).

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis le 21 novembre 2005 jusqu'au 30 mars 2012 :



Source : Bloomberg.

Le tableau ci-dessous décrit les cours de bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1er janvier 2011 jusqu'au 30 mars 2012 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		Cours de clôture (en euros)	
	en millions de titres	en millions d'euros (1)	Plus haut	Plus bas
2011				
Janvier 2011	37,23	1 179,98	32,545	30,46
Février 2011	46,94	1 479,47	32,62	30,75
Mars 2011	61,88	1 804,82	31,905	27,455
Avril 2011	47,17	1 315,12	29,545	26,635
Mai 2011	37,33	1 065,54	29,25	28,105
Juin 2011	38,64	1 027,38	27,36	25,545
Juillet 2011	30,96	828,55	27,50	25,83
Août 2011	51,75	1 124,76	25,52	19,91
Septembre 2011	40,77	830,38	22,135	18,84
Octobre 2011	31,24	701,24	23,56	21,165
Novembre 2011	36,46	727,55	21,76	18,02
Décembre 2011	32,37	602,35	20,275	17,685
2012				
Janvier	36,75	651,06	19,24	17,075
Février	31,35	580,72	19,075	17,98
Mars	33,12	606,29	19,60	17,11

(1) Les transactions en millions d'euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour. (Source : Euronext.)

Année 2011

Au cours de l'année 2011, l'action EDF a baissé de 38,8 %, le CAC 40, de 17 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility a reculé de 16,6 %.

Au 30 décembre 2011, le cours de clôture de l'action EDF était de 18,80 euros (30,69 euros au 31 décembre 2010). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2011 a été de 17,68 euros le 14 décembre, et son cours de clôture le plus haut de 32,62 euros le 17 février 2011.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2011 s'élevait à 34,76 milliards d'euros (contre 56,75 milliards d'euros au 31 décembre 2010).

Année 2012

Depuis le début de l'année 2012, et jusqu'au 30 mars inclus, l'action EDF a reculé de 9,0 %, le CAC 40 a progressé de 8,4 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a progressé de 2,5 %

Au 30 mars 2012, le cours de clôture de l'action EDF était de 17,11 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2012 jusqu'au 30 mars inclus a été de 17,075 euros le 23 janvier 2012, et son cours de clôture le plus haut de 19,6 euros le 2 mars 2012.

La capitalisation boursière d'EDF au 30 mars 2012 atteignait 31,6 milliards d'euros.

21.1.3 Autodétention et programme de rachat d'actions

21.1.3.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document de référence (programme autorisé par l'Assemblée générale ordinaire du 24 mai 2011)

L'Assemblée générale du 24 mai 2011, 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 dixième 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 18 mai 2010 d'acheter des actions de la Société.

Les objectifs du programme de rachat sont : la remise d'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 la réalisation de toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières ; la conservation des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ou d'apport ; l'allocation d'actions aux salariés du groupe EDF notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ou les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail ; la réduction du

capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés, et enfin d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers.

Les achats d'actions de la Société peuvent porter sur un nombre d'actions tel que le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de l'Assemblée générale du 24 mai 2011 et que le nombre d'actions que la Société détient à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil appréciera. L'autorisation peut être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

L'Assemblée générale a fixé à 90 euros le prix maximum d'achat par action[1] et à 2 milliards d'euros le montant maximal des fonds destinés à la réalisation du programme, et a donné au Conseil d'administration tous pouvoirs, avec faculté de délégation, en vue de mettre en œuvre cette autorisation.

L'autorisation a été conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale du 24 mai 2011, elle prendra donc fin le 24 novembre 2012 sauf adoption par l'Assemblée générale du 24 mai 2012 du nouveau programme présenté au paragraphe 21.1.3.3 ci-dessous.

21.1.3.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2011

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2011	1 175 594
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2011	0,06 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2011[1] (en euros)	25 740 912,75
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2011[2] (en euros)	22 101 167,20
Nombre d'actions annulées au cours des derniers 24 mois	11 945 448

(1) Évaluée au cours d'achat.
(2) Sur la base du cours de clôture au 30 décembre 2011, soit 18,80 euros.

Contrat de liquidité

Un contrat de liquidité a été conclu le 24 mai 2006 avec la société Crédit Agricole Chevreux pour une durée d'un an, renouvelé depuis annuellement par tacite reconduction. Ce contrat a fait l'objet d'un avenant signé le 11 juillet 2011 afin de le mettre en conformité avec la nouvelle charte de déontologie de l'Association française des marchés financiers (« AMAFI ») du 8 mars 2011 et la décision de l'AMF du 21 mars 2011 d'actualisation de la pratique de marché admise relative aux contrats de liquidité.

La somme initiale de 35 millions d'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.

Au titre de l'exercice 2011, la commission forfaitaire versée par EDF dans le cadre du contrat de liquidité s'élève à 120 000 euros.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2011

Au cours de l'exercice 2011, EDF a acheté un total de 15 877 947 actions propres et vendu 3 305 464 actions :

- entre le 1er janvier 2011 et le 31 décembre 2011, la Société a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 3 932 499 de ses propres actions pour une valeur moyenne unitaire de 25,16 euros, et cédé 3 305 464 actions pour une valeur moyenne unitaire de 25,63 euros ;
- EDF a par ailleurs acheté 11 945 448 actions propres entre le 11 avril 2011 et le 8 août 2011, dans le cadre de l'objectif d'annulation du programme de rachat d'actions, pour un montant total de 324 455 659,63 euros, soit un prix moyen de 27,16 euros par action EDF. Ces actions ont été acquises en vue de leur annulation afin de compenser la dilution induite par l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange portant sur les actions EDF Énergies Nouvelles (voir la section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).
Ces 11 945 448 actions ont été effectivement annulées par décision du Conseil d'administration d'EDF du 28 septembre 2011.

Cours moyen des achats et des ventes d'actions

Au cours de l'exercice 2011, le cours moyen d'achat des actions a été de 26,67 euros et le cours moyen de vente a été de 25,63 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2011

Au 31 décembre 2011, la Société détenait un total de 1 175 594 de ses propres actions, se décomposant en 1 125 000 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,06 % de son capital social), et un solde de 50 594 actions (représentant 0,003 % de son capital social), acquises sur le marché en vue d'une attribution aux salariés dans le cadre du plan d'attribution gratuite d'actions « ACT 2007 » et non attribuées (voir la section 17.5.8 (« Attributions gratuites d'actions »)).

À cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

Opérations postérieures à la clôture

Entre le 1er janvier 2012 et le 30 mars 2012, la Société a acquis 559 123 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 18,23 euros, et cédé 434 123 actions pour une valeur unitaire moyenne de 18,43 euros.

(1) Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

21.1.3.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012

Comme indiqué ci-avant, l'autorisation décrite au paragraphe 21.1.3.1 prendra fin le 24 novembre 2012 sauf adoption par l'Assemblée générale du 24 mai 2012 de la résolution décrite ci-dessous.

Conformément au projet de résolution arrêté par le Conseil d'administration du 15 février 2012, il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 d'autoriser un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme autorisé par l'Assemblée générale du 24 mai 2011, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme, les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées ainsi que sur le prix maximum d'achat (fixé à 90 euros), et le montant maximum pouvant être alloué au programme de rachat d'actions (2 milliards d'euros).

21.1.4 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter ou réduire le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent document de référence, accordées par les Assemblées générales mixtes du 18 mai 2010 et du 24 mai 2011 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2011 :

État des autorisations adoptées par les Assemblées générales mixtes du 18 mai 2010 et du 24 mai 2011

Titres concernés / type d'émission	Durée [1] de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*	Utilisation des autorisations *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 18 juillet 2012	45 [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 18 juillet 2012	45 [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé [3] avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 18 juillet 2012	45 [2]	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 18 juillet 2012	15 % du montant de l'émission initiale [2]	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 18 juillet 2012	1 000	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 18 juillet 2012	45 [2]	5,97
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature [4]	26 mois 18 juillet 2012	10 % du capital de la Société dans la limite de 45 [2]	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne			
Émissions réservées au personnel	26 mois 18 juillet 2012	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	26 mois 24 juillet 2013	10 % du capital par période de 24 mois	5,97

(1) À compter de la date de l'Assemblée générale les ayant approuvées. L'ensemble des résolutions a été approuvé par l'Assemblée générale mixte du 18 mai 2010 à l'exception de l'autorisation consentie au Conseil d'administration pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues approuvée par l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011.

(2) Plafond nominal global d'augmentation du capital social approuvé par l'Assemblée générale du 18 mai 2010.

(3) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier.

(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

Autorisations proposées au vote de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012

Le tableau ci-après présente les autorisations qui seront proposées au vote de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 conformément aux projets de résolutions arrêtés par le Conseil d'administration du 15 février 2012.

Titres concernés / type d'émission	Durée[1] de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital *(en millions d'euros)*
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires		
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	45[2]
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires		
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	45
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé[3] avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires		
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	45
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription		
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 24 juillet 2014	15 % du montant de l'émission initiale
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres	26 mois 24 juillet 2014	1 000
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société	26 mois 24 juillet 2014	45
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature[4]	26 mois 24 juillet 2014	45 (dans la limite de 10 % du capital de la Société)
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne		
Émissions réservées au personnel	26 mois 24 juillet 2014	10
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues	26 mois 24 juillet 2014	10 % du capital par période de 24 mois

(1) À compter du 24 mai 2012, date de l'Assemblée générale mixte.

(2) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 45 millions d'euros prévu par la 6e résolution soumise à l'Assemblée générale du 24 mai 2012 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(3) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

21.1.5 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.

21.1.6 Titres non représentatifs du capital

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme « EMTN »). Ce programme a été renouvelé chaque année depuis cette date.

Une mise à jour annuelle du programme d'émission de titres de créances d'un montant maximum de 20 milliards d'euros a été réalisée le 6 septembre 2011 par EDF.

En octobre 2011, la Société a procédé à l'émission d'obligations auprès d'investisseurs au Royaume-Uni pour un montant de 1,250 milliard de livres sterling, au taux fixe de 5,5 % et à échéance 17 octobre 2041, dans le cadre de son programme EMTN. Cette opération participe au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrit dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

Au 31 décembre 2011, l'encours de la dette obligataire de la Société (emprunts émis sous format EMTN et autres titres de créances sous format autoportant (*stand alone*)) s'élevait à 36 180 millions d'euros avec une maturité moyenne à cette date de 11,6 ans.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée en note 39 des comptes consolidés au 31 décembre 2011.

21.1.7 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 0,50 euro. Lors de sa réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de 4,50 euros de la valeur nominale des actions, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,50 euro. Le capital social a ainsi été ramené à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon (désormais Crédit Agricole-CIB) a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du Conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de dividendes en actions (voir section 20.4.1 (« Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices »)) s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros à la suite de l'émission de 26 695 572 actions. Le capital social a ainsi été porté le 21 janvier 2010 à 924 433 331 euros divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires.

Le 24 juin 2011, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 406 055 euros divisé en 1 860 812 110 actions ordinaires, par émission d'actions nouvelles en rémunération des actions EDF Énergies Nouvelles apportées à la branche échange de l'offre publique alternative d'achat ou d'échange simplifiée portant sur les actions d'EDF Énergies Nouvelles initiée par EDF (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)). Puis, le 28 septembre 2011, le capital a été réduit pour être ramené à la somme de 924 433 331 euros divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires, par annulation des actions achetées dans le cadre du programme de rachat d'actions propres en vue de leur annulation afin de compenser la dilution induite par l'offre précitée (voir la section 21.1.3 (« Autodétention et programme de rachat d'actions »)).

21.1.8 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits à la note 44 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 6 (« Aperçu des activités ») 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.

21.1.9 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.

21.2 Dispositions statutaires

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 commençant le 1er janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

21.2.3 Répartition statutaire des bénéfices

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions dans les conditions fixées par la loi. En outre, l'Assemblée générale peut décider, pour tout ou partie du dividende, des acomptes sur dividende, des réserves ou primes mis en distribution ou, pour toute réduction de capital, que cette distribution ou cette réduction de capital sera réalisée en nature par remise d'actifs de la Société.

Le Conseil d'administration a la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 a approuvé la modification des statuts d'EDF pour y introduire le dispositif de versement d'un dividende majoré aux actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins 2 ans (voir section 20.4.2 (« Politique de distribution, dividende majoré »)). Conformément à la loi, le premier dividende majoré sera versé après la clôture du deuxième exercice suivant la modification des statuts, soit en 2014 pour le dividende qui sera distribué au titre de l'exercice 2013.

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'actions.

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.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la Société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres Assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative, donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

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.

21.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits attachés aux votes

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

21.2.7 Assemblées générales

21.2.7.1 Convocations aux Assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

21.2.7.2 Participation aux Assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

L'Assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre d'actions qu'ils possèdent.

Les actionnaires peuvent choisir entre l'une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'Assemblée en demandant une carte d'admission, donner pouvoir (procuration) au Président de

l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter par correspondance.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, il est justifié du droit de participer à l'Assemblée générale par l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte (en application du septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce), au troisième jour précédant l'Assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société (ou son mandataire), soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, l'inscription ou l'enregistrement comptable des titres dans les comptes de titres au porteur tenus par les intermédiaires financiers est constaté par une attestation de participation délivrée par ces derniers, le cas échéant par voie électronique dans les conditions prévues à l'article R. 225-61 du Code de commerce, en annexe du formulaire de vote à distance, de la procuration de vote ou de la demande de carte d'admission établie au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat ainsi que, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant par voie électronique. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

EDF offre à ses actionnaires la possibilité de voter par Internet, avant l'Assemblée générale, sur le site de vote dédié mis à disposition par le mandataire de la Société.

En plus des modalités de participation et de vote rappelées ci-avant, les actionnaires au porteur pourront également utiliser en vue de l'Assemblée générale du 24 mai 2012 la nouvelle plateforme internet Votaccess : cette plateforme permet aux actionnaires au porteur, préalablement à la tenue de l'Assemblée générale, de transmettre électroniquement leurs instructions de vote, de demander une carte d'admission et de désigner ou de révoquer un mandataire. Seuls les actionnaires au porteur dont l'établissement teneur de compte a adhéré au système Votaccess et leur propose ce service pour l'Assemblée générale du 24 mai 2012 pourront y avoir accès.

21.2.7.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration

Les actionnaires remplissant les conditions prévues par l'article R. 225-71 du Code de commerce peuvent demander l'inscription de points ou de projets de résolutions à l'ordre du jour de l'Assemblée générale dans un délai de 20 jours calendaires à compter de la publication de l'avis de réunion, conformément à l'article R. 225-73 du Code de commerce.

La demande d'inscription d'un point à l'ordre du jour est motivée. La demande d'inscription de projets de résolution est accompagnée du texte des projets de résolution assortis d'un bref exposé des motifs.

Les auteurs de la demande justifient, à la date de la demande, de la possession ou de la représentation de la fraction du capital exigée par l'article R. 225-71 du Code de commerce. Les demandes doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte. L'examen du point ou de la résolution est subordonné à la transmission, par les auteurs de la demande, d'une nouvelle attestation justifiant de l'enregistrement comptable des titres dans les mêmes comptes au troisième jour précédant l'Assemblée.

Chaque actionnaire a par ailleurs la faculté d'adresser au Conseil d'administration les questions écrites de son choix. Le Conseil d'administration y répond au cours de l'Assemblée ou, conformément à l'article L. 225-108 du Code de commerce, la réponse est réputée donnée dès lors qu'elle figure sur le site internet de la Société.

Les questions écrites doivent être envoyées à la Société par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécommunication électronique au plus tard le quatrième jour ouvré précédant la date de l'Assemblée générale. Conformément à l'article R. 225-84 du Code de commerce, pour être prises en compte, ces questions doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte.

21.2.7.4 Opérations de cession temporaire en période d'Assemblée

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-126 du Code de commerce, toute personne qui détient, seule ou de concert, au titre d'une ou plusieurs opérations de cession temporaire ou de toute opération lui donnant le droit ou lui faisant obligation de revendre ou de restituer ces actions au cédant, un nombre d'actions représentant plus de 0,5 % des droits de vote d'une société cotée, doit informer la société et l'Autorité des marchés financiers, au plus tard le troisième jour ouvré précédant l'Assemblée générale à zéro heure, heure de Paris, et lorsque le contrat organisant cette opération demeure en vigueur à cette date, du nombre total d'actions qu'elle possède à titre temporaire. Cette déclaration comporte, outre le nombre d'actions acquises, l'identité du cédant, la date et l'échéance du contrat relatif à l'opération et, s'il y a lieu, la convention de vote.

À défaut d'information de la société et de l'Autorité des marchés financiers, les actions ainsi acquises sont automatiquement privées de droit de vote pour l'Assemblée d'actionnaires concernée et pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la revente ou la restitution desdites actions.

En outre, le représentant de la société, un actionnaire ou l'Autorité des marchés financiers peut demander au Tribunal de Commerce de prononcer la suspension totale ou partielle, pour une durée maximum de cinq ans, de ses droits de vote à l'encontre de tout actionnaire qui n'aurait pas procédé à cette information, peu important que l'actionnaire emprunteur ait ou non exercé les droits de vote.

21.2.8 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société

En vertu de la loi du 9 août 2004 et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %. 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.

21.2.9 Franchissements de seuils

En vertu des dispositions du Code de commerce, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à posséder un nombre d'actions représentant plus de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 33,3 %, 50 %, 66,6 %, 90 % ou 95 % du capital ou des droits de vote informe la Société au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement du seuil de participation, du nombre total d'actions ou de droits de vote qu'elle possède (article R. 233-1 du Code de commerce). Par ailleurs, elle doit en informer l'AMF avant la clôture des négociations, au plus tard le quatrième jour de négociation suivant le franchissement du seuil de participation (article 223-14 du Règlement général de l'AMF). Les franchissements de seuil déclarés à l'AMF sont rendus publics par cette dernière.

Ces informations sont également transmises, dans les mêmes délais et conditions, lorsque la participation en capital ou en droits de vote devient inférieure aux seuils visés ci-dessus.

À défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions légales rappelées ci-dessus sont privées du droit de vote pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification.

En outre, les statuts de la Société disposent que toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir ou qui cesse de détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou un multiple de cette fraction, est tenu de notifier à la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède.

L'inobservation des dispositions qui précèdent est sanctionnée par la privation des droits de vote pour les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée et ce pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendra jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification prévue ci-dessus, si l'application de cette sanction est demandée par un ou plusieurs actionnaires détenant 1 % au moins du capital de la Société. Cette demande est consignée au procès-verbal de l'Assemblée générale.

22.

Contrats importants

À l'exception de contrats décrits dans les chapitres 6 (« Aperçu des activités ») et 9 (« Examen de la situation financière et du résultat ») du présent document de référence, et éventuellement au chapitre 12 (« Informations sur les tendances ») pour ceux dont la conclusion serait postérieure à la clôture de l'exercice 2011, EDF n'a pas conclu, au cours des deux années précédant la date de dépôt du présent document de référence, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires.

23.

Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts

Néant.

24.

Documents accessibles au public

L'ensemble des documents juridiques relatifs à la Société (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.

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 les chapitres 7 (« Organigramme ») et 6 (« Aperçu des activités ») du présent document de référence ainsi que la note 52 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.

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 développement ;
- 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 possède une capacité de 1 000 000 m^3, pour une durée de fonctionnement 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 d'eviron 30 ans.

Glossaire

Chaîne de valeur électrique

La chaîne de valeur électrique comprend les activités non régulées – production et commercialisation – et les activités régulées – transport et distribution.

***Clean Development Mechanism* (CDM), ou Mécanisme de développement propre (MDP)**

Le MDP est un mécanisme défini par le protocole de Kyoto fondé sur des projets de réduction d'émissions ou de séquestration de gaz à effet de serre (GES) et de développement durable de pays en voie de développement. Ce mécanisme prévoit que toute entité publique ou privée d'un pays de l'annexe I (pays industrialisés) qui réalise des investissements dans de tels projets dans un pays de l'annexe II (pays en voie de développement) acquiert en retour des crédits carbone. Ces crédits peuvent ensuite être utilisés par ces parties pour respecter leurs quotas d'émission, ou vendus sur le marché de carbone dans le cadre de l'échange international des droits d'émissions (IET) ou du système communautaire d'échange de quotas d'émission (EU ETS).

Le MDP est placé sous l'autorité de la Conférence des Parties agissant comme réunion des parties au protocole de Kyoto, et supervisé par un Conseil exécutif, dont les attributions ont été définies par les accords de Marrakech de 2001.

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 : Code de l'énergie »).

Cycle combiné à gaz

Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.

Cycle du combustible

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

- l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ;
- l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.

Déchets

Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère environ 11 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 %).

Démarche AP913

Démarche standard de l'INPO *(Institute of Nuclear Power Operations)* de fiabilisation des matériels et de mise en place de bilans de santé des matériels. Cette démarche consiste en une classification des composants en fonction des conséquences de leur défaillance. Elle permet de développer une stratégie de maintenance adaptée à la criticité de chacun des composants.

Disponibilité d'une centrale

Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 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 × 8 760 h).

DNN

Distributeur Non Nationalisé.

EaR *(Earnings 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 donné.

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. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.

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 le concurrencer en France comme il 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.

Glossaire

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, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.

Hétérojonction
Une cellule photovoltaïque est dite « hétérojonction » lorsque la jonction p-n est établie entre deux matériaux semi-conducteurs différents. Il s'agit d'une technologie plus avancée que l'homojonction, qui permet d'augmenter les rendements de conversion. Dans le cas du silicium cristallin, la jonction est alors formée entre le silicium cristallin (massif) et une couche mince de silicium amorphe. Les technologies dites « couche mince » à base de CIGS (cuivre, indium, gallium et sélénium) ou à base de CdTe (tellurure de cadmium) sont également des cellules à hétérojonction.

Homojonction
Au sein d'une cellule photovoltaïque, la jonction p-n entre les deux matériaux semi-conducteurs (l'un dopé positivement (p), l'autre dopé négativement (n)) permet la séparation des charges générées par la lumière. Une cellule photovoltaïque est alors dite « homojonction » lorsque cette jonction p-n est réalisée avec le même matériau. C'est le cas de la technologie conventionnelle au silicium cristallin.

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.

IPP
Producteur d'électricité indépendant (en anglais : *Independent Power Producer*) dont les activités ne sont pas régulées par l'État. On ne parle d'IPP que pour des projets et/ou unités développés hors de France.

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 capacités précitées, 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 (mégawatt-heure) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie 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 mégawatt-heure
- 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 1 450 MW (4 tranches).
PCB	Polychlorobiphényles
PCT	Polychloroterphényles
Plan national d'allocation des quotas (PNAQ)	Ce plan définit la quantité totale de quotas d'émissions de gaz à effet de serre 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.
PPA	Contrat d'achat long terme d'électricité (en anglais : *Power purchase agreement*). Ce type de contrat est en général à la base d'un projet d'IPP (cf. ci-dessus).
Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.
***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 000Qvolts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
RPD	Réseaux publics de distribution.
RPT	Réseaux publics de transport.
Services systèmes	Les Services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services via le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE *(Union for the Coordination of Transmission of Electricity)*.

Glossaire

STEP	Une station de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») est une centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes pour remonter l'eau et des turbines pour produire l'énergie.
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.
Tarif bleu	Tarif accessible aux sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.
Tarif jaune	Tarif accessible aux sites dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA et inférieure ou égale à 250 kVA.
Tarif vert	Tarif accessible aux sites dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 250 kVA.
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 millions de joules.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Tritium (^{3}H)	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 réenrichi)	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 donné.
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).

ANNEXES

Annexe A 429
Rapport 2011 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

Annexe B 449
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 de la société Électricité de France S.A.

Annexe C 453
Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Annexe D 459
Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes

Annexe E 515
Table de concordance rapport financier annuel

Annexe F 519
Projet de résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 et rapport des Commissaires aux comptes sur les opérations sur le capital

A.

Rapport 2011 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

A. Annexe

Rapport 2011 du Président du Conseil d'administration d'EDF

Introduction 431

1 Gouvernement d'entreprise 431

1.1 Code de gouvernement d'entreprise 431

1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 431

1.2.1 Composition du Conseil d'administration 431

1.2.2 Obligation et devoirs des administrateurs 432

1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général 432

1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration 432

1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs 433

1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration 433

1.2.7 Information et formation des administrateurs 433

1.3 Activité du Conseil d'administration en 2011 434

1.4 Comités du Conseil d'administration 434

1.4.1 Comité d'audit 434

1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires 435

1.4.3 Comité de la stratégie 435

1.4.4 Comité d'éthique 435

1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations 436

1.5 Rémunération 436

1.6 Assemblées générales 436

2 Le contrôle interne du groupe EDF 437

2.1 Environnement de contrôle 437

2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale 437

2.1.2 Le dispositif de contrôle interne 438

2.1.3 Les acteurs fonctionnels du pilotage du contrôle interne 438

2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques 440

2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale 441

2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI) 441

2.1.7 Les contrôles externes 442

2.2 La gestion et le contrôle des risques 442

2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques 442

2.2.2 Processus de cartographie des risques 442

2.2.3 Politique de gestion de crise 442

2.3 Les activités de contrôle du Groupe 443

2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes 443

2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière 444

2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements 445

2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale 446

2.4 Communication et diffusion des informations 446

2.5 Les activités de pilotage du contrôle interne 447

Introduction

En application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le présent rapport rend compte :

- des conditions de gouvernement d'entreprise (composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration, limitations des pouvoirs du Président-Directeur Général), des principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations des mandataires sociaux et des modalités de participation des actionnaires aux Assemblées générales d'EDF (§ 1) ;
- 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, les termes « EDF » ou « Société » désignent la société Électricité de France SA.

Les termes « groupe EDF » ou « Groupe » désignent :

- la société EDF ;
- ses filiales du 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 nº 2004-803 du 9 août 2004, modifiée par la loi nº 2006-1537 du 7 décembre 2006 et l'ordonnance nº 2011-504 du 9 mai 2011 notamment) prévoit une indépendance de gestion spécifique qui limite le contrôle de leurs activités par la maison mère : « les filiales régulées » ;
- ses autres filiales, directes ou indirectes, contrôlées majoritairement, en France ou à l'étranger : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées telles que, notamment, CENG, Dalkia : « 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 52 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2011.

Nota 2 : Les informations spécifiques aux filiales RTE et Électricité de Strasbourg sont disponibles dans les rapports établis par ces deux sociétés en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce. Les pratiques et modalités d'exercice du contrôle peuvent être différentes selon le domaine d'activité spécifique des entités citées ci-dessus, et seront précisées autant que de besoin tout au long du présent rapport.

1 Gouvernement d'entreprise

Le fonctionnement des organes d'administration et de direction de la Société est décrit au chapitre 16 du document de référence 2011.

1.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF révisé en avril 2010, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF, et en particulier de l'application à la Société de la loi nº 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret nº 53-707 du 9 août 1953, concernent notamment la composition du Conseil d'administration en trois collèges et son impact sur la proportion d'administrateurs indépendants au sein du Conseil, les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général, la durée de 5 ans des mandats des administrateurs et le renouvellement en bloc du Conseil d'administration, ou encore les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale.

Voir pour plus de détails la section 16.1 et les chapitres 14, 15 et 16 du document de référence 2011.

1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Ce règlement intérieur est revu en tant que de besoin, pour tenir compte en particulier des évolutions légales et réglementaires.

1.2.1 Composition du Conseil d'administration

Conformément à l'article 6 de la loi nº 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration de la Société est composé de 18 membres dont un tiers est élu par les salariés et deux tiers sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire sur proposition du Conseil d'administration, sous réserve des représentants de l'État nommés par décret.

Conformément à l'article 11 de la loi relative à la démocratisation du secteur public, la durée du mandat des membres du Conseil d'administration est de cinq ans.

Les modalités de révocation des administrateurs sont prévues par l'article 12 de la loi de démocratisation du secteur public (voir section 16.2.1.2 du document de référence 2011).

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.

La liste des administrateurs et les renseignements personnels les concernant figurent à la section 14.1 du document de référence 2011. En application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, EDF, en tant que société anonyme cotée en bourse et entreprise publique, est soumise, d'une part, aux dispositions applicables aux sociétés cotées (pour ce qui concerne le collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale) et, d'autre part, aux dispositions applicables aux entreprises publiques (pour le collège des administrateurs nommés par décret).

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration d'EDF compte trois femmes, l'une appartenant au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires et les deux autres appartenant au collège des administrateurs représentant les salariés (voir section 16. 2.1.1 du document de référence 2011).

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société[1] ainsi que la Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux réunions du Conseil d'administration, sans voix délibérative.

1.2.2 Obligation et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil d'administration des situations de conflits d'intérêts et s'abstenir de participer au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF.

Les membres du Conseil d'administration et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Chaque administrateur reçoit un Guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, Code de déontologie boursière (voir section 16.5 du document de référence 2011), code AFEP-MEDEF.

1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général

Il résulte des statuts d'EDF que le Président du Conseil d'administration assume la direction générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Il est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration, et peut être révoqué par décret conformément à l'article 10 de la loi de démocratisation du secteur public.

M. Henri Proglio a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du 25 novembre 2009.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public et des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

En outre, à titre de règle interne, le Président-Directeur Général exerce ses pouvoirs dans les limites prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration (voir § 1.2.4).

1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Par ailleurs, conformément à l'article 7 de la loi de démocratisation du secteur public, le Conseil 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 de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 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 ;

(1) Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément au décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; en 2011, le Conseil a fixé à (i) 500 millions d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et à (ii) 5 milliards d'euros le montant nominal unitaire de certaines opérations financières ;
- 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 et, 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 fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture des engagements nucléaires, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Enfin, en application de la loi du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance(1) et à l'égalité professionnelle, le Conseil d'administration doit délibérer annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration. Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration comporte, sur un total de 18 membres, 12 administrateurs, dont 6 représentent l'État et 6 représentent les salariés, qui ne peuvent pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF. Lors de la réunion conjointe du 9 janvier 2012, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 24 janvier 2012, à l'évaluation de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a confirmé la qualification d'indépendants de Mme Faugère et de MM. Crouzet, Jay, Lafont et Mariani, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration de la Société compte donc 5 administrateurs indépendants sur un total de 18 membres.

1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux dispositions du Code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement afin d'en améliorer l'efficacité, de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

En 2011, l'évaluation annuelle a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire, validé par le Conseil sur proposition du Comité d'éthique. Des résultats de cette évaluation examinés par la Comité d'éthique et présentés au Conseil d'administration du 24 janvier 2012, il ressort une satisfaction accrue des administrateurs quant à la mise en œuvre des règles de bonne gouvernance par la Société. La qualité de l'association de l'ensemble du Conseil à la réflexion stratégique du Groupe a de nouveau été saluée, de même que l'articulation des rôles entre les Comités spécialisés et le Conseil d'administration.

1.2.7 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, le Conseil reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché, le contexte économique, financier et institutionnel est préparé pour chaque séance du Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

(1) Voir section 16.2.1 du document de référence 2011.

1.3 Activité du Conseil d'administration en 2011

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires. Au cours de l'exercice 2011, le Conseil d'administration s'est réuni 11 fois, et 31 réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances.

Les séances du Conseil ont duré en moyenne 3 heures, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 85,4 % en 2011.

En 2011, le Conseil d'administration a examiné et autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets majeurs tels que :

- la proposition à l'Assemblée générale de nomination des Commissaires aux comptes titulaires et suppléants de la Société pour la période 2011-2016, après avis du Comité d'audit ;
- la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF ;
- l'offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange portant sur les actions EDF Énergies Nouvelles non détenues par EDF ;
- les projets éoliens Austro (324 MW) au Mexique et Spinning Spur (161 MW) aux États-Unis, portés par EDF Énergies Nouvelles ;
- la réalisation d'un projet de terminal méthanier à Dunkerque par Dunkerque LNG et l'engagement d'EDF en tant que souscripteur de capacités dans le terminal ;
- la cession par EDF International de sa participation dans Constellation Energy Group ;
- le partenariat conclu avec General Electric relatif au développement d'un cycle combiné à gaz de nouvelle génération ;
- la construction en Pologne d'une centrale à charbon supercritique à haut rendement (900 MW) et l'acquisition des participations d'EnBW dans les sociétés polonaises Ersa et Kogeneracja.

1.4 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les administrateurs membres de ces Comités sont choisis par le Conseil d'administration. Le Président de chaque Comité est désigné par le Conseil sur proposition des membres dudit Comité.

Le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société est invité aux réunions des Comités.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration.

1.4.1 Comité d'audit

1.4.1.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'audit exerce les missions qui lui sont dévolues conformément aux dispositions de l'ordonnance n° 2008-1278 du 8 décembre 2008 qui a transposé en droit français la huitième directive européenne du 17 mai 2006 sur le contrôle légal des comptes.

L'article L. 823-19 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité d'audit doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration.

Lors de la réunion conjointe du 14 janvier 2011, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de M. Mariani et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 21 janvier 2011 a constaté que M. Mariani présente des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des marchés financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010, et qu'il répond donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance, conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir § 1.2.5).

Le Comité d'audit est présidé par M. Mariani, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres du Comité sont MM. Comolli et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que Mme Meyling, MM. Grillat et Villota, administrateurs élus par les salariés.

Mme Meyling a été nommée membre du Comité d'audit par le Conseil d'administration du 28 septembre 2011, en remplacement de M. Pesteil.

Le Président-Directeur Général assiste aux réunions du Comité qui ont pour objet l'examen des comptes annuels et semestriels et le budget.

Le Comité d'audit s'est réuni 7 fois en 2011. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 81 %.

1.4.1.2 Missions

Le Comité d'audit examine et donne son avis, avant examen par le Conseil d'administration, 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, l'examen chaque semestre de la cartographie des risques du Groupe et des méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation, déploiement 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 le 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 ;

- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes, en s'assurant de leur indépendance, et les honoraires qui leur sont versés ;
- l'examen des aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir § 1.2.4).

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, le Directeur de l'Audit et du Contrôle des Risques Groupe.

1.4.1.3 Activité en 2011

En 2011, le Comité d'audit a examiné des sujets qui relèvent spécifiquement de ses missions (états financiers semestriels et annuels, communiqués de presse y afférents, communiqués de presse sur le chiffre d'affaires trimestriel, cartographie des risques, synthèse des audits internes et programme d'audit). Il a également examiné les premiers éléments d'analyse de l'impact pour EDF de l'accident nucléaire survenu au Japon en mars 2011.

1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

1.4.2.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) est présidé par M. Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont MM. Abadie et d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que M[me] Meyling et M. Villota, administrateurs élus par les salariés.

M[me] Meyling a été nommée membre du Comité de suivi des engagements nucléaires par le Conseil d'administration du 28 septembre 2011, en remplacement de M. Pesteil.

Le CSEN s'est réuni 3 fois en 2011. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 86,7 %.

1.4.2.2 Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés, sur les règles d'adossement actif-passif et d'allocation stratégique et de vérifier la conformité de la gestion des actifs 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 six experts indépendants[(1)] et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

1.4.2.3 Activité en 2011

En 2011, le Comité a examiné en particulier le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés, l'état d'avancement du projet de stockage des déchets de haute et moyenne activité à vie longue (MA-HAVL), la lettre d'actualisation 2011 du second rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir § 2.3.3.1).

1.4.3 Comité de la stratégie

1.4.3.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Proglio, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M. Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, MM. Abadie, Comolli et Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que M[me] Meyling et MM. Grillat et Rignac, administrateurs élus par les salariés.

M[me] Meyling a été nommée membre du Comité de la stratégie par le Conseil d'administration du 28 septembre 2011, en remplacement de M. Pesteil.

Le Président invite, depuis 2010, aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres.

Le Comité de la stratégie s'est réuni 8 fois en 2011. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 84,4 %.

1.4.3.2 Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le Contrat de service public, 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.

1.4.3.3 Activité en 2011

En 2011, le Comité de la stratégie a examiné en particulier la stratégie du Groupe dans les domaines nucléaire, thermique, hydraulique, en matière d'énergies renouvelables et de gaz, les orientations stratégiques de la Direction Commerce d'EDF face aux enjeux concurrentiels et environnementaux du marché de l'électricité et les réalisations 2010-2011 du Groupe en matière de recherche et développement.

1.4.4 Comité d'éthique

1.4.4.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par M[me] Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres sont M[mes] Chabauty et Meyling et MM. Maïssa et Grillat, administrateurs élus par les salariés.

M[me] Meyling a été nommée membre du Comité d'éthique par le Conseil d'administration du 28 septembre 2011, en remplacement de M. Pesteil. M. Van de Maele, administrateur représentant l'État, était membre du Comité jusqu'en février 2012.

Le Comité d'éthique s'est réuni 8 fois en 2011. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 81,3 %.

(1) Désignés le 26 octobre 2010 par le Conseil d'administration, pour trois ans.

1.4.4.2 Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ainsi que celui de l'Inspecteur général de la gouvernance du secteur régulé.

De plus, le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités, confiée tous les trois ans à un consultant externe (voir § 1.2.6).

1.4.4.3 Activité en 2011

En 2011, le Comité d'éthique a notamment étudié la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF, la politique de compétences du Groupe et la politique d'EDF en faveur des clients démunis. Par ailleurs, le Comité visite périodiquement des sites opérationnels afin d'appréhender la mise en œuvre de l'accord de sous-traitance socialement responsable.

1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations

1.4.5.1 Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M. Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, et M. Comolli, administrateur représentant l'État.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni 5 fois en 2011. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 86,7 %.

1.4.5.2 Missions

Le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il examine, le cas échéant, les rémunérations 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.

1.4.5.3 Activité en 2011

En 2011, le Comité des nominations et des rémunérations a notamment examiné la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général au titre de 2010 et sa rémunération annuelle brute, ainsi que les critères de calcul de sa rémunération variable au titre de 2011. Il a également examiné l'enveloppe des jetons de présence des administrateurs pour 2011 et proposé de nouvelles modalités de répartition applicables à compter de 2011 (voir section 15.1 du document de référence 2011).

1.5 Rémunération

Les principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations du mandataire social et les modalités de répartition des jetons de présence, ainsi que les montants versés aux administrateurs en 2011, sont détaillés au chapitre 15 du document de référence 2011.

1.6 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 21.2.7 du document de référence 2011.

Par ailleurs, les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans le document de référence de la Société.

2 Le contrôle interne du groupe EDF

L'objectif du présent rapport 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 2011, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2011. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques obéissent aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatifs à la gestion des risques et au contrôle interne[1] (publié le 22 janvier 2007 et mis à jour le 14 juin 2010).

2.1 Environnement de contrôle

2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale

L'organisation de la Direction Générale d'EDF répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré dans le respect de l'autonomie de gestion des filiales régulées, et renforcer le rôle des opérationnels dans les prises de décision.

Le Comité exécutif

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe ainsi que la finance, le juridique et les ressources humaines.

Sa composition à la date du présent rapport est la suivante :
- Henri Proglio, Président-Directeur Général, Président du Comité exécutif ;
- Marianne Laigneau, Directeur des Ressources Humaines du groupe EDF ;
- Pierre Lederer, Directeur Exécutif Groupe Commerce, Optimisation et Trading ;
- Hervé Machenaud, Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie ;
- Jean-Louis Mathias, Directeur Exécutif Groupe Coordination des activités France, activités IT, gaz et énergies renouvelables ;
- Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe Finances ;
- Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy ; et
- Alain Tchernonog, Secrétaire Général.

Denis Lépée, Conseiller du Président, assure le secrétariat du Comité exécutif.

Ce Comité est une instance de réflexion, d'échange stratégique et de concertation sur les sujets transverses du Groupe. Il suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion à et l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Le Comité des Engagements du Comité exécutif

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, le Président-Directeur Général a créé en avril 2010 un Comité des Engagements du Comité exécutif, qui examine de manière approfondie les projets ayant reçu une position de principe favorable du Comité exécutif, avant décision finale du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité[2].

Le Comité de direction

L'organisation de la Direction Générale a été complétée par la création en 2010 d'un Comité de direction qui réunit, autour des membres du Comité exécutif, les principaux dirigeants internationaux du Groupe et les responsables de zones géographiques, le Président du Directoire d'ERDF ainsi que des Directeurs fonctionnels de la Société. Sa composition à la date du présent rapport est la suivante :
- Michèle Bellon, Présidente du Directoire d'ERDF ;
- Jean-Paul Bouttes, Directeur de la Stratégie et de la Prospective ;
- Catherine Gros, Directrice de la Communication du Groupe ;
- Bruno Lescœur, Directeur Délégué en charge du gaz ;
- Philippe Huet, Directeur Délégué auprès du Secrétaire Général, Directeur des Risques et de l'Audit Groupe ;
- Philippe Méchet, Directeur des Relations Institutionnelles ;
- Bernard Salha, Directeur de la Recherche et du Développement ; et
- Gérard Wolf, Directeur Délégué au Développement International.

Le Comité de direction rassemble des expertises métiers, géographiques et fonctionnelles. Il est une instance d'échange entre grands responsables du Groupe sur les sujets transverses. Il accompagne la Direction Générale de la Société dans la mise en œuvre de la stratégie et dans le pilotage des synergies au sein du Groupe. Ce Comité se réunit tous les mois.

L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection

Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

L'Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF

Enfin, un Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc hydraulique du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

(1) Pour la rédaction du présent rapport, EDF s'est appuyé sur le cadre de référence de l'AMF (chap. 2.3.1 à 2.3.4) inspiré par le référentiel COSO (chap. 2.1 à 2.5).
(2) Ce Comité remplace le Comité des Engagements et Participations ; il est présidé par le Président-Directeur Général.

2.1.2 Le dispositif de contrôle interne

Une nouvelle décision relative à la mise en œuvre du contrôle interne au sein du groupe EDF a été signée par le Président-Directeur Général le 3 septembre 2010. Cette décision prend notamment en compte les dispositions de l'ordonnance du 8 décembre 2008 relative au contrôle légal des comptes et précise les orientations en matière de contrôle interne du groupe EDF. Elle vise à donner une assurance raisonnable de la maîtrise des risques d'EDF, en se fondant, dans une logique de progrès permanent, sur les principes clés suivants :

- une délégation de responsabilité à chacun des responsables du Groupe, qui, à tout niveau, sont responsables de :
  - maîtriser les principaux risques,
  - vérifier cette maîtrise pour les activités qu'ils ont déléguées,
  - adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés,
  - autoévaluer les dispositifs ainsi mis en œuvre, et en rendre compte de façon formelle et régulière à leur propre manager ;
- un dispositif d'audit unique, rapportant au Président-Directeur Général, décrit au § 2.1.3.2.

Ces principes clés s'appliquent à l'ensemble des entités du Groupe, mais avec des modalités de mise en œuvre qui peuvent être différentes suivant les entités concernées (taille, modalités de gouvernance et niveau de contrôle).

Ainsi, concernant le périmètre contrôlé (hors filiales régulées), ces principes sont mis en œuvre par les Directions Générales vis-à-vis des filiales qu'elles contrôlent et vis-à-vis des principales Directions opérationnelles d'EDF, qui contrôlent elles-mêmes plusieurs unités opérationnelles ou filiales.

Chaque Directeur concerné a désigné un « animateur de contrôle interne ». Une animation du réseau de ces animateurs est assurée par la Direction de l'Audit : formation, réunions périodiques, fonds documentaire partagé sur intranet…

Un guide de contrôle interne[1] a été élaboré et proposé à chaque entité pour servir de référentiel dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide 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 retour d'expérience ou de nouvelles exigences de contrôle, issues par exemple de nouvelles décisions ou instructions internes. C'est ainsi que le guide 2011 a pris en compte la décision du Président-Directeur Général du 14 septembre 2010, relative à la lutte contre la fraude, qui met l'accent sur les actions à mener s'agissant de la prévention, de la détection et du traitement de ces situations. En complément, un référentiel de tests de détection des fraudes a été développé en 2011 sur cinq processus majeurs (achats, immobilisations corporelles, incorporelles et stocks, paie, trésorerie, comptabilité) afin de renforcer les plans de contrôle dans ce domaine. Il a vocation à être mis en œuvre dans l'ensemble des entités concernées.

Les entités fonctionnelles élaborent depuis 2007 les objets de maîtrise relatifs à l'application des politiques et décisions majeures de leur champ de responsabilité. Ces objets sont intégrés dans le guide de contrôle interne et sont déployés par l'ensemble des entités concernées du Groupe.

Fin 2011, chacune des 45 entités concernées a élaboré un rapport annuel de contrôle interne comportant notamment une description de son dispositif de contrôle interne, une autoévaluation de ce dispositif (pour 45 entités), l'engagement du Directeur de l'entité et la description des actions envisagées pour l'atteinte de cette ambition. Le Groupe procède de la sorte pour la cinquième année consécutive.

La Direction de l'Audit a effectivement terminé en 2011 le premier cycle d'audits des dispositifs de contrôle interne (huit audits de ce type en 2011). Les audits ont démontré une maturité croissante des dispositifs de contrôle interne et une bonne fiabilité des autoévaluations dans la grande majorité des cas. Cette démarche sera poursuivie suivant les mêmes finalités, au même rythme, avec un niveau d'exigences plus important compte tenu de la maturité croissante des dispositifs de contrôle interne.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées, filiales co-contrôlées et participations significatives), la maîtrise des risques est prise en charge par les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance. Ainsi, ces derniers s'assurent pour chaque filiale de la mise en place d'une cartographie des risques, d'une description des dispositifs de contrôle interne et d'audit, d'une information régulière sur la cartographie des risques et sur les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils s'assurent également de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit périodique, avec un intervalle de 5 ans maximum.

Ce processus est mis en œuvre par la Direction de l'Audit et la Direction du Contrôle des Risques Groupe (DCRG) ; il vise à apporter un appui :

- aux représentants d'EDF au sein des filiales majeures, pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance ;
- aux Directeurs des Directions de rattachement, chargés d'apporter le même appui aux représentants d'EDF au sein des filiales de moindre importance faisant partie de leur champ de responsabilité, et d'en rendre compte dans leur rapport annuel d'autoévaluation.

2.1.3 Les acteurs fonctionnels du pilotage du contrôle interne

2.1.3.1 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 :

- faire réaliser par chaque entité du Groupe une cartographie des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées, et construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques majeurs du Groupe (voir § 2.2.2) ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;

(1) Pour l'élaboration du guide de contrôle interne, EDF s'est appuyé sur le cadre de référence de l'AMF (chap. 2.3.1 à 2.3.4) inspiré par le référentiel COSO (chap. 2.1 à 2.5).

- consolider le déploiement de 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 (voir § 2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (voir § 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 (voir § 2.3.1.1.1) ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions) et du risque de contrepartie sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et s'assurer de la maîtrise de ces risques financiers par le biais des organes de gouvernance, pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 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 Comité exécutif ;
- actualiser la politique en matière de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et définir les modalités de coopération en période de crise avec les filiales régulées et – *via* les Directions de rattachement – avec les filiales co-contrôlées (voir § 2.2) ;
- effectuer, sur demande de la Direction des Achats et des Directions métiers, les différents contrôles nécessaires dans le cadre de l'attribution de marchés sensibles.

2.1.3.2 La filière Audit de Groupe

La filière Audit de Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, EDF et filiales, exerçant une activité d'audit interne. Le Président-Directeur Général a confié l'animation de cette filière au Directeur des Risques et de l'Audit. Elle comprend la Direction de l'Audit (« DAi ») et des équipes d'audit « opérationnel » : équipes d'audit « métiers » (dans les domaines production ingénierie et commerce pour EDF), et équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères (RTE, ERDF, EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy et EDF Trading, Edison, Alpiq, Luminus (anciennement SPE)).

Les relations entre la DAi et les différentes équipes d'audit et leurs prérogatives respectives prennent en compte l'appartenance des équipes à EDF ou à des filiales contrôlées ou régulées ou co-contrôlées. Dans tous les cas, la DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (co-nomination et co-évaluation des Directeurs d'audit métier par la DAi, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes…).

La DAi est en charge du contrôle des dispositifs de contrôle interne d'EDF et de ses filiales contrôlées. La DAi réalise par ailleurs des audits transverses ou d'importance « corporate » pour le Groupe, sur le même périmètre, et le cas échéant au-delà, dans le respect des contraintes réglementaires et de gouvernance.

Normes de qualification pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi applique les normes internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors,* en assure la promotion et en contrôle le respect au sein du périmètre contrôlé.
- Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été mise à jour le 3 septembre 2010. Cette charte, signée du Président-Directeur Général, rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et précise les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités.
- La DAi est rattachée au Secrétaire Général : le Directeur de l'Audit bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général.
- Tous les auditeurs de la DAi et des Directions d'audit d'EDF et de ses filiales contrôlées (hors filiales régulées) sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du groupe EDF, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission. Une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens en mars 2006 entre la Direction de l'Audit et la Direction Développement des Dirigeants de la Société.
- Les processus clés utiles au bon fonctionnement de la DAi sur l'ensemble de la chaîne de ses activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits et pilotés.

Après une évaluation externe menée en 2008, une nouvelle évaluation indépendante sera effectuée en 2012 ; elle concernera la DAi et les services d'audit « métier » et portera sur le fonctionnement des processus clés de ces entités, sur le respect des normes professionnelles et sur la qualité des audits réalisés.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi anime le déploiement de la Politique de Contrôle Interne et 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 est arrêté par le Président-Directeur Général puis examiné par le Comité d'audit d'EDF qui en rend compte au Conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :
  - la décision du Président-Directeur Général relative à la mise en œuvre du contrôle interne au sein du Groupe (sur cette base sont programmées des 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 transverses ;
  - les demandes de la Direction Générale, hors audits additionnels accélérés demandés en cours d'exécution du programme ;
  - les éventuels audits de filiales contrôlées rattachées à des Directions opérationnelles ;
  - les éventuels audits conjoints avec Veolia Environnement pour le périmètre de Dalkia International, et les audits *corporate* réalisés au périmètre de EDF Energy et de EDF Trading.

  Le programme des équipes d'audit métiers est coordonné avec celui de la DAi, cette dernière étant seule compétente pour la réalisation des audits métiers relevant d'un risque de niveau corporate.
- 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, transmis à la DAi. Au cours de l'année qui suit, la DAi s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives ou de toute autre action décidée par le management dans le but de faire disparaître les

dysfonctionnements observés par l'audit. Une clôture satisfaisante de l'audit n'est prononcée que lorsque les dysfonctionnements ont été éliminés. *A contrario,* une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée.
- Un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la DAi. Il récapitule les principaux constats d'audit et les recommandations 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 de la Direction. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.
  Une fois par an, ce rapport comporte également une synthèse des autoévaluations des diverses entités sur le niveau de déploiement de la Politique de Contrôle Interne au sein du Groupe (y compris une information sur le dispositif de contrôle interne des filiales régulées et co-contrôlées).

2.1.3.3 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. Au sein de la DF, la Direction Controlling Groupe se décompose en deux divisions, le Contrôle de gestion et la Comptabilité.

Le Contrôle de Gestion a pour missions :
- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budgets, reprévisions et plans à moyen terme), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et des filiales pour l'ensemble du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant prise de décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;
- d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de reprévisions deux fois par an, ainsi que d'un reporting mensuel couvrant les résultats réalisés à date et une mise à jour de la dernière reprévision annuelle) est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées ;
- 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 ;
- d'être moteur dans l'élaboration des trajectoires financières à moyen et long termes.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions et filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. Ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le management de la ligne métier Contrôle de gestion.

La Comptabilité a pour missions :
- d'établir et publier les comptes sociaux, les comptes dissociés d'EDF et les comptes consolidés du Groupe, de s'assurer de la qualité de la comptabilité en élaborant un référentiel de Groupe garantissant l'unicité des traitements comptables et leur correcte alimentation par les processus amont ;
- de mettre à jour, pour EDF, le référentiel de contrôle interne relatif à la maîtrise de l'information comptable et financière.

Par ailleurs, concernant les filiales, les Politiques de Contrôle Interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

2.1.3.4 La Direction Juridique (DJ)

Au-delà de la contribution de la Direction Juridique au contrôle interne du Groupe visée aux paragraphes 2.1.4 et 2.3.3, EDF a mis en œuvre, depuis 2007, une contrathèque afin de garantir la connaissance et la maîtrise de son patrimoine contractuel sensible. Cette contrathèque, composante du dispositif de contrôle interne, est un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF et de certaines filiales (hors filiales régulées et co-contrôlées). Ce dispositif a été complété par une nouvelle décision et une note d'application relatives à la maîtrise des contrats majeurs signée le 11 janvier 2011 par le Secrétaire Général. En application de cette décision, les originaux des contrats majeurs répondant à certains critères spécifiques sont centralisés au sein d'un local national sécurisé.

Depuis 2010, la Direction Juridique a confié à un *knowledge manager* la mission d'assurer la capitalisation, l'harmonisation et le partage de la doctrine de la Direction Juridique et de mettre en place une veille juridique sur les sujets législatifs et jurisprudentiels d'intérêt majeur pour le Groupe.

Enfin, un *reporting* juridique Groupe (EDF et filiales significatives) trimestriel, concernant les contentieux et les dossiers majeurs ou sensibles, a été mis en place et fonctionne depuis 2010.

2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général délègue certains des pouvoirs qu'il a reçus du Conseil d'administration à certains membres de l'équipe de direction en particulier.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus d'achat. En effet, les contrats d'achats sont signés, selon les seuils, par le Président, un Directeur Exécutif Groupe ou l'un de leurs délégataires après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats (DA) ou l'un de ses délégataires, ce visa actant ainsi de la conformité de l'acte au processus achat. Il est également prévu que chaque Directeur Exécutif Groupe renforce le dispositif de contrôle interne sur les actes d'achat soumis à sa signature et ceux traités directement par sa Direction.

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.

Compte tenu des évolutions de l'organisation d'EDF intervenues fin 2009 et courant 2010, de nouvelles délégations de pouvoirs ont été élaborées, en lien avec la Direction Juridique. En complément, le *vade-mecum* sur les délégations de pouvoirs rédigé par la Direction Juridique, 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, a été actualisé en 2010 et a fait l'objet d'une diffusion. L'ensemble des délégations de pouvoirs des membres du Comité exécutif

a été revu en mai 2011, en vue notamment d'adapter les seuils de délégations et pour tenir compte de la refonte de la délégation de pouvoir du chef d'établissement siège. Dans le même temps, ont été élaborées les délégations des membres du Comité exécutif et du Comité de Direction d'EDF responsables de zone géographique.

2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale

2.1.5.1 Démarche éthique

La Démarche éthique, fondée sur la décision du Président-Directeur Général du 15 mars 2007, s'appuie sur un document de référence, le Mémento éthique.

À partir des cinq valeurs d'EDF – respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité, exigence d'intégrité –, ce Mémento développe pour EDF les principes d'action relatifs à la Société et les lignes de conduite individuelle préconisées.

Le document, mis à jour fin 2007, est diffusé dans toutes les Directions d'EDF. Il est remis individuellement par son responsable à chaque salarié et doit faire l'objet d'une action d'accompagnement et d'appropriation individuelle et collective. La désignation de correspondants éthiques, chargés de veiller à la diffusion du Mémento et au respect effectif des valeurs sur le terrain, renforce le dispositif éthique existant.

Les valeurs d'EDF servent de référence 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 fournisseurs, accords sociaux sur la sous-traitance), et également pour l'évaluation des performances individuelles et collectives (entretien individuel, critères d'intéressement).

Depuis sa création en 2008, le Comité de Développement durable Groupe, composé des responsables du développement durable de différentes filiales telles que EDF Energy, EDF Démász, les filiales du groupe EDF en Pologne, en Chine, en Asie du Sud-Est 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 et à tout client, un droit d'interpellation, confidentiel mais non anonyme, sur la manière dont la Société respecte ses engagements éthiques, dans ses actions comme dans le comportement de ses salariés. La consultation du Délégué à l'éthique et à la déontologie est réalisée pour l'essentiel à travers une messagerie éthique sécurisée. Par ailleurs, depuis 2008, dans le cadre du renforcement de la démarche éthique, un numéro d'appel, anonyme et gratuit, a été mis en place pour permettre à tout salarié de témoigner auprès de conseillers externes, qualifiés en psychologie, de difficultés rencontrées dans sa vie au travail.

Le bilan d'activité du Délégué à l'éthique et à la déontologie est depuis 2010 intégré dans la revue managériale de responsabilité sociale.

En 2011, la Direction du Groupe a décidé l'élaboration concertée d'un Code éthique qui développe les valeurs EDF dans des principes d'action et des lignes de conduite communes au Groupe. Le texte de référence du Code éthique Groupe, établi avec l'ensemble des Directions et filiales, a été validé par le Comité de Direction Groupe le 19 octobre 2011. Il sera décliné dans chaque entité pour tenir compte des écarts culturels entre les pays, puis déployé dans le Groupe dès 2012.

2.1.5.2 Démarche Qualité environnementale

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte les enjeux liés au développement durable et fait du développement durable une véritable dimension de sa stratégie globale. Cette politique du Groupe s'est concrétisée par la signature en 2009 d'engagements communs par les dirigeants des principales sociétés du Groupe. Ces engagements donnent un cadre de cohérence aux initiatives de ces sociétés et s'expriment autour de trois enjeux :

- la lutte contre le changement climatique et la protection de la biodiversité ;
- l'accès à l'énergie et la proximité territoriale ; et
- la contribution au débat sur le développement durable.

La mise en œuvre de ces engagements est animée par le Comité Développement durable du groupe EDF.

Ce comité tient lieu de Directoire Environnement au niveau du Groupe, en charge du pilotage du Système de Management Environnemental conforme à la norme ISO 14001.

Le groupe EDF est en effet certifié ISO 14001 depuis le 9 avril 2002. Le périmètre certifié englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles et la plupart de ses entités fonctionnelles), plusieurs filiales françaises (dont les filiales régulées RTE et ERDF), ainsi que de nombreuses filiales internationales, dont EDF Energy. Par ailleurs, certaines filiales co-contrôlées sont également certifiées ISO 14001 (mais non incluses actuellement dans le périmètre du certificat Groupe). En avril 2011, l'organisme de certification indépendant Afnor a prononcé le troisième renouvellement ISO 14001 du groupe EDF, jusqu'en 2014.

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe, toujours améliorée notamment sur l'aspect réglementaire, et donnent l'assurance à nos parties prenantes d'une organisation structurée, preuve tangible que l'engagement du Groupe à respecter l'environnement est une réalité reconnue.

2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)

Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des entités de la Société et du Groupe (Directions ou filiales) pour leur périmètre et par la Direction des Systèmes d'Information Groupe (DSI Groupe) pour les infrastructures. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues par chaque Direction, réparties entre la Direction et la Direction des Services Partagés Informatique et Télécommunications, qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et les filiales, y compris régulées.

La cohérence d'ensemble est pilotée par la Direction des Systèmes d'Information Groupe, qui anime la filière SI au travers de politiques communes, la gouvernance des SI étant assurée à deux niveaux dans l'organisation :

- les décisions et arbitrages stratégiques sont examinés, selon leur nature et le périmètre concerné, à un des Comités d'EDF (voir § 2.1.1) ou au Comité Stratégique SI qui associe les Directeurs et leur DSI, selon un rythme trimestriel ;

- les autres décisions importantes sont prises au sein d'un comité des Directeurs des Systèmes d'Information France et par l'*IS Group Committee,* comprenant également les filiales du Groupe.

Les politiques liées à la gouvernance sont en cours de réexamen. La mise à jour de la politique Gouvernance des projets SI du Groupe, en lien avec l'actualisation de la procédure d'approbation des engagements (voir § 2.3.1.2.1), est disponible depuis mai 2011 (version française) et octobre 2011 (version anglaise).

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 états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Ils émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ainsi que par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

2.2 La gestion et le contrôle des risques

2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques

Les objectifs de la politique de contrôle des risques sont de :

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et opérationnelle du Groupe, et pour cela :
  - identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines (risques opérationnels, risques externes, risques stratégiques, y compris les risques liés à la cohérence des actions avec les valeurs du Groupe et ceux liés à la préservation de la valeur, des actifs et de la réputation du Groupe), en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste,
  - responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques, afin que chaque manager ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance d'EDF de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au management des risques de l'entreprise.

Nota : La gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques distincte des fonctions de gestion des risques (complétée par des filières de contrôle spécifiques notamment pour les risques marchés financiers et marchés énergies – voir § 2.3.1.1). Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

2.2.2 Processus de cartographie des risques

Selon ces principes, chaque semestre, en cohérence avec les échéances associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, le groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF et de ses 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 Comité exécutif.

La cartographie consolidée fait l'objet chaque semestre d'une validation par le Comité exécutif et d'une présentation au Conseil d'administration d'EDF après examen par le Comité d'audit. Elle fait également l'objet d'échanges réguliers avec les états-majors des principales Directions contributrices et les membres de la filière contrôle des risques.

Le processus de cartographie des risques constitue un support pour de nombreux autres processus : le contrôle interne et le programme d'audit qui doivent être adaptés aux risques identifiés, la politique Assurances et sa mise en œuvre, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes de pilotage d'EDF (Comité exécutif, Comité des Engagements du Comité exécutif – Groupe « CECEG » –, etc.) ; en particulier, le processus de contrôle des risques contribue grâce à la cartographie des risques à la sécurisation du processus d'investissement et d'engagements long terme en veillant à la qualité des analyses de risques des dossiers présentés au CECEG. Enfin, les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits à la section 4.1 du document de référence 2011 en cohérence avec la cartographie des risques consolidée du Groupe.

2.2.3 Politique de gestion de crise

En complément, une politique de gestion de crise, dont la dernière actualisation a été signée par le Président-Directeur Général en juin 2005, a été élaborée sur le périmètre d'EDF et de ses 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 et – via les Directions de rattachement – avec les filiales co-contrôlées, 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 au bon fonctionnement des processus internes

2.3.1.1 Dispositifs sectoriels 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, définit 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 et Comité d'audit).

Cette politique décrit :
- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition sur le périmètre ci-dessus défini ;
- les processus de contrôle des risques impliquant la Direction Générale d'EDF en cas de dépassement des limites de risques ; un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading, compte tenu de la spécificité des métiers exercés et de la réactivité nécessaire ;
- l'organisation en deux niveaux de la filière contrôle des risques marchés énergies, 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 au Conseil d'administration sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions. La Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées 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 du risque de contrepartie pour EDF et les filiales contrôlées. Ce contrôle s'exerce via :
- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière, 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 Finance et Investissements, 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. Le comité « Marchés » vérifie mensuellement le respect des limites et examine, le cas échéant, les modifications de limites spécifiques éventuelles.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, le Département Contrôle des Risques Financiers (DCRF) est rattaché à la Direction Contrôle des Risques Groupe (DCRG). Ce département possède un lien fonctionnel avec la Direction Financement et Investissements.

2.3.1.2 Contrôles spécifiques

2.3.1.2.1 Procédure d'approbation des engagements

Conformément au « processus engagements » du Groupe, encadré par une procédure mise à jour le 28 septembre 2011, le Comité des Engagements du Comité exécutif Groupe (« CECEG ») examine, après une position de principe favorable du Comité exécutif, l'ensemble des projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment portant sur[1] :
- les projets d'investissement, de désinvestissement et de fusions-acquisitions supérieurs à 50 millions d'euros ;
- les dépenses de fournitures, travaux ou services d'un montant supérieur à 200 millions d'euros ;
- les contrats achats ou ventes à long terme portant annuellement sur plus de 5 TWh pour l'électricité, 10 TWh pour le gaz et 150 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et quotas de CO_2,
- le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval du cycle du combustible nucléaire ; et
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Les réunions du comité sont systématiquement précédées de réunions où sont associés les experts du niveau corporate (Direction du Contrôle des Risques Groupe, Direction Juridique, Direction Financière, Direction Optimisation Amont/Aval Trading…) et les porteurs des projets 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*.

Les projets d'engagements sont ensuite revus par le Conseil d'administration comme décrit au § 1.2.4.

2.3.1.2.2 Contrôle des Systèmes d'Information (« SI »)

Organisation du contrôle interne de la filière des Systèmes d'Information

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la politique de Contrôle Interne du Groupe (propositions d'objets de maîtrise du domaine à décliner par les entités opérationnelles) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière. Les politiques concernent en particulier la sécurité des Systèmes d'Information, le pilotage des projets SI, la gestion des risques SI et le respect de la loi Informatique et Libertés.

Pour mémoire, le référentiel de contrôle interne des SI d'EDF s'appuie sur le référentiel externe du Cobit *(Control Objectives for Information and related Technology)*.

L'animation du contrôle interne et de la couverture des risques spécifiques aux thématiques SI est mise en œuvre depuis 2009 par la Direction

(1) Décision du 28 septembre 2011.

des Systèmes d'Information (DSI Groupe) à trois niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des animateurs du contrôle interne SI, un réseau des correspondants risques et le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information, qui représentent les directions. Le maillage des réseaux des correspondants risques, contrôle interne et sécurité SI en 2011 a permis de renforcer encore la coordination étroite entre couverture des risques et contrôle interne pour EDF.

Le plan d'actions du contrôle interne SI intègre des retours d'expérience et des contrôles de deuxième niveau.

Par ailleurs, la filière SI a contribué, pour le domaine SI, au référentiel de tests de détection des fraudes.

Actions dans le domaine de la sécurité des SI

La politique de Sécurité des Systèmes d'Information (« SSI ») du groupe EDF structure les orientations et l'organisation de la sécurité des SI du groupe EDF. Pour EDF, l'ajustement de ces politiques ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis au rythme mensuel par un Comité de sécurité, présidé par la DSI Groupe, et rassemblant les responsables de Sécurité des Systèmes d'Information des entités du périmètre. ERDF est associé à cette démarche. Le Comité stratégique SI mis en place en 2011 examine en tant que de besoin, en présence des Directeurs de la DCRG et de la Direction Sécurité (« DIRSEC »), les inflexions qui s'avèrent nécessaires à la politique de Sécurité SI du Groupe, sans se substituer aux instances techniques existantes. Cela garantit le partage d'une vision cohérente et stratégique de la sécurité du SI et des enjeux SI en termes de disponibilité et de continuité d'activité, d'intégrité des informations et traitements, et de protection des informations sensibles.

Enfin, le rapprochement avec les filiales a été poursuivi en 2011 et une « intercomparaison sécurité » a été réalisée auprès des principales filiales d'EDF et des principaux partenaires électriciens européens. Cette étude a permis d'identifier trois axes principaux de progrès :
- le management de la sécurité de l'information au sein du Groupe et dans ses échanges avec l'externe ;
- le déploiement et le renforcement des politiques de contrôle des accès ;
- la surveillance et la gestion au quotidien des incidents survenant sur les systèmes d'information.

Par ailleurs, une action plus ciblée avec EDF Energy a permis de mettre en œuvre des synergies sur les infrastructures de sécurité.

2.3.1.2.3 L'administration et la surveillance des filiales

Toute filiale ou participation d'EDF (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur, membre du Comité exécutif, 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 la Direction Générale du Groupe.

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 la Direction ;
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF dans les organes de gouvernance des filiales et participations, en fonction de la stratégie définie par les Directeurs de rattachement ;
- au respect du processus de désignation des administrateurs, accord préalable managérial à la proposition de nomination (conformité à la « composition cible », contrôle du nombre de mandats, avis du hiérarchique de l'administrateur proposé…) ; et
- à la professionnalisation des nouveaux administrateurs (séminaire de formation initiale pour les nouveaux administrateurs avec l'appui de l'Université Groupe, information via le site intranet de la communauté administrateurs, formation permanente via les ateliers administrateurs).

2.3.1.3 Autres politiques de contrôle

EDF a également défini :
- une politique santé-sécurité, signée par le Président-Directeur Général en octobre 2003 ;
- une politique d'assurances, approuvée par le Conseil d'administration le 1er juillet 2004. Depuis cette date, il est présenté au Comité d'audit, en cas d'évolution significative, un point de situation de l'étendue et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou le transfert aux marchés financiers.

2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière

2.3.2.1 Le cadre de référence AMF

Le guide de contrôle interne, pour la partie relative à la maîtrise de l'information comptable et financière, a été intégralement restructuré en 2011 afin de le mettre en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF tel que révisé en 2010. Cette évolution, coordonnée par la Direction Controlling Groupe, a été réalisée dans le cadre d'une large consultation intégrant notamment plusieurs filiales du Groupe.

2.3.2.2 Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF[1] sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (IASB), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2011. Ces normes internationales comprennent les normes IAS *(International Accounting Standards)*, IFRS *(International Financial Reporting Standards)* et les interprétations (SIC et IFRIC). Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

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.

2.3.2.3 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis semestriellement par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêtés semestriels, selon un plan de comptes unique.

(1) Le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés (voir rapport financier 2011).

Les comptes consolidés annuels sont présentés au Comité d'audit puis arrêtés par le Conseil d'administration d'EDF et approuvés par l'Assemblée générale. Les comptes consolidés arrêtés au 30 juin sont également présentés au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque acteur concerné par la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les directions d'EDF et les filiales permettent de préparer les arrêtés comptables semestriels, d'anticiper l'évolution de certains traitements et de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations…) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat a été mise en place en 2011.

L'unicité de langage financier de la Comptabilité et du 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 facilite le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser 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.

2.3.2.4 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Direction Financement et Investissements, Division Combustible Nucléaire, Systèmes Énergétiques Insulaires et Direction des Cadres Dirigeants pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au Centre de services partagés « Comptabilité » de la Direction des Services Partagés. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions opérationnelles, du Centre de services partagés « Comptabilité » et de la Division Comptabilité Consolidation.

Les comptes sociaux sont établis semestriellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation.

Chaque Directeur opérationnel s'engage annuellement sur le respect des règles de contrôle interne et sur la sincérité de l'information financière dont il a la responsabilité au travers d'une lettre d'engagement adressée au Directeur de la Comptabilité.

En complément des comptes sociaux, conformément aux articles L. 111-84 et suivants du Code de l'énergie, 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 la dissociation de l'activité 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 – et fourniture aux clients n'ayant pas exercé leur éligibilité – restés aux tarifs réglementés et fourniture de gaz). Ces comptes sont présentés à la CRE après examen par les Commissaires aux comptes. Leurs règles d'établissement ont fait l'objet d'un avis du Conseil de la concurrence, devenue l'Autorité de la concurrence, avant que la CRE ne se prononce sur leur validation.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Un référentiel d'indicateurs est utilisé à EDF. Il permet de mesurer, par processus, des points de conformité de l'information comptable.

La filière comptable a contribué à la validation du référentiel de tests de détection des fraudes pour les processus la concernant.

2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements

La Direction Juridique exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle alerte et assure des actions de sensibilisation auprès des Directions concernées s'agissant des évolutions susceptibles d'avoir un impact pour le Groupe.

Par décision conjointe du 1er juin 2007, 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 et les indiquent à la Direction Juridique ;
- s'assurent que les détenteurs de délégations de pouvoir ont connaissance de la portée et des conséquences de leur délégation.

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.

La réglementation en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorité de sûreté nucléaire (« ASN ») en France, *Nuclear Directorate* au sein du *Health and Safety Executive* au Royaume-Uni, *Nuclear Regulatory Commission* aux États-Unis…).

Concernant EDF, on signalera l'existence des responsables ou entités suivants :

- l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (« IGSNR ») 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 dont EDF a la responsabilité de l'exploitation, et dont le rapport annuel est public ;
- l'Inspection Nucléaire, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), et la Mission Audit Évaluation, fonctionnellement rattachée au Directeur de la Division Ingénierie Nucléaire (DIN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités de la DPN et de la DIN et leurs missions.

La loi du 28 juin 2006, modifiée par la loi NOME du 7 décembre 2010 et ses textes d'application (décret du 23 février 2007 et arrêté du 21 mars 2007) relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires, imposent à l'entreprise de décrire dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'évaluer les charges liées à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes et les choix retenus pour la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture des provisions.

Depuis juin 2007, et conformément au cadre législatif et réglementaire, EDF adresse un rapport triennal à l'ASN et une lettre d'actualisation annuelle. Le second rapport triennal a été finalisé en juin 2010 et actualisé en 2011. Ces rapports et lettres d'actualisation font l'objet d'un examen approfondi par le Comité de suivi des engagements nucléaires, dont il est rendu compte au Conseil d'administration d'EDF avant leur envoi à l'ASN.

Dans les autres domaines liés à l'exploitation (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.

Dès les premiers jours qui ont suivi l'accident de Fukushima le 11 mars 2011, et au-delà du suivi en temps réel de la crise au Japon, EDF a exercé sa responsabilité d'exploitant nucléaire en tirant dès le mois de mars les premiers enseignements pour son parc (voir la lettre EDF à l'Autorité de sûreté nucléaire en date du 30 mars 2011). C'est sur ces bases qu'EDF a répondu à la sollicitation des autorités de sûreté européennes (association WENRA – *Western Enropean Nuclear Regulators Association*) sur le cahier des charges des Évaluations complémentaires de sûreté (« ECS »).

EDF a ensuite rassemblé ses compétences en Ingénierie, Recherche & Développement et Exploitation, plus de trois cents ingénieurs, pour élaborer et adresser à l'ASN ses ECS dans le délai très court requis du 15 septembre 2011.

Les 19 rapports de site (ceux de Flamanville et Penly comprenant une partie « EPR ») montrent la bonne robustesse de nos installations vis-à-vis des agressions considérées à la suite de l'accident de Fukushima (séisme, inondations) dans le domaine du dimensionnement, et proposent des parades complémentaires permettant d'accroître la robustesse pour des situations allant très au-delà de celles considérées dans le dimensionnement et les référentiels de sûreté en vigueur.

Les rapports ont fait l'objet d'une instruction approfondie par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) et par les Groupes permanents d'experts constitués auprès de l'Autorité de sûreté nucléaire qui ont siégé les 8, 9 et 10 novembre 2011. L'ASN a remis au gouvernement français son rapport de conclusions le 3 janvier 2012 avec un avis (n° 2012-AV-0139) dans lequel elle affirme notamment :

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

L'ASN émettra début 2012 un ensemble de prescriptions techniques pour chaque site, avec des délais de mise en œuvre des dispositions complémentaires correspondantes cohérents avec cet avis.

Une démarche de *Peer Reviews* entre autorités de sûreté européennes aura lieu au premier semestre 2012.

Par ailleurs, dans le cadre du retour d'expérience post-Fukushima, EDF a joué un rôle moteur dans la refondation des principes et de l'organisation de l'association mondiale des exploitants nucléaires WANO *(World Association Of Nuclear Operators)*, refondation qui a été actée lors du *Board General Meeting* d'octobre 2011.

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 (voir § 2.1.5.2) 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 interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale

Dans le cadre du déploiement du dispositif de contrôle interne au sein du Groupe, le suivi de la mise en œuvre des décisions et politiques majeures est pris en compte par leur intégration dans le guide de contrôle interne, et des audits peuvent être inscrits dans le programme d'audit *corporate* pour vérifier la bonne mise en œuvre de ces décisions et politiques et l'atteinte des objectifs fixés dans ce cadre.

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 :
  À la suite de son introduction en bourse en 2005, EDF a établi des procédures ayant pour objet d'encadrer et fiabiliser les processus et le contenu de la communication financière d'EDF et de prévenir les infractions boursières. Ainsi, une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie.
  Un 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 comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie mis à jour en mars 2011 afin de tenir compte des recommandations de l'AMF de novembre 2010 et présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *blackout* au cours desquelles les dirigeants et certains salariés initiés doivent s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société ;

- le code de bonne conduite :
  Le respect des codes de bonne conduite pour les filiales régulées est chaque année contrôlé par ces filiales, et vérifié par la CRE, qui publie les résultats de ses vérifications dans son rapport annuel ;
- la sensibilisation des cadres dirigeants :
  Un intranet manager disponible pour les cadres dirigeants et cadres supérieurs d'EDF et d'ERDF permet la diffusion d'informations telles que décisions du Président, politiques en vigueur, référentiels de Groupe, dossiers d'actualité et éléments de langage sur ces dossiers.

2.5 Les activités de pilotage du contrôle interne

Les principales activités de pilotage mises en œuvre par la Direction de l'Audit sont de trois types :

- réalisation des audits de contrôle des dispositifs de contrôle et des différentes autres catégories d'audits *corporate* (voir § 2.1.3.3) intégrant la prise en compte des risques, des dysfonctionnements majeurs éventuels ou des recommandations externes (voir § 2.1.7). Par ailleurs, toute suspicion significative de dysfonctionnement de processus ou de défaillance de contrôle interne peut conduire à la réalisation d'une mission d'audit spécifique, que ce soit dans le cadre du programme proposé par la DAi ou à la demande de la Direction Générale (audit additionnel accéléré), et/ou de la mise en place des plans d'action correspondants ;
- suivi de la mise en œuvre des recommandations de ces audits à travers un processus formalisé de clôture d'audit impliquant la ligne managériale et les animateurs de contrôle interne de chaque entité concernée (voir § 2.1.3.3), ces derniers étant chargés de s'assurer du pilotage des contrôles et des plans d'action suite à audit au sein de chacune des entités de leur périmètre ;
- fonctionnement d'une boucle de progrès et d'un retour d'expérience dont plusieurs composantes ont été décrites aux paragraphes 2.1.2 et 2.1.3.3, à savoir :
  - des synthèses semestrielles de la DAi (voir § 2.1.3.3) ;
  - des points annuels réalisés entre la DAi 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 action volontariste sous pilotage de la DAi en lien avec les entités opérationnelles et fonctionnelles concernées, pour résorber les points faibles constatés dans le déploiement de la politique de Contrôle Interne, repérés sur la base des autoévaluations managériales ;
  - une mise à niveau régulière des outils et référentiels (voir § 2.1.2) ;
  - des réunions périodiques bimestrielles du réseau des animateurs de contrôle interne (60 personnes environ) qui permettent notamment des étalonnages et des échanges de bonnes pratiques, ainsi que des réflexions et propositions émanant de groupes de travail dédiés ;
  - des réunions périodiques des responsables d'équipes d'audit des Directions opérationnelles (production, commerce…) et des principales filiales françaises et étrangères permettant notamment de coordonner l'élaboration et la mise en œuvre des programmes d'audit et les pratiques professionnelles (voir § 2.1.3.3) ;
  - un audit externe périodique des compétences et processus mis en œuvre par la DAi dans le cadre de ces différentes missions ;
  - des échanges réguliers entre la DCRG et la DAi portant sur l'analyse des résultats des audits en perspective de la cartographie des risques Groupe.

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit (DAi, Direction de l'Audit interne du groupe EDF) et réunissant des représentants des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe (DCRG), Direction Financière ainsi que du Secrétariat Général du Conseil d'administration. Différents contributeurs, tels la Délégation à l'Éthique et à la Déontologie, la Direction des Systèmes d'Information (DSI), la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction du Développement Durable ainsi que la Direction Investisseurs et Marchés ont également été sollicités[1]. Ce rapport a été examiné successivement par le Secrétaire Général du Groupe (7 février 2012), le Comité de l'Information Financière (7 février 2012), le Comité d'audit (14 février 2012) et été approuvé par le Conseil d'administration du 15 février 2012, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris, le 15 février 2012.

Le Président-Directeur Général d'EDF,
Henri PROGLIO

(1) Pour la rédaction du présent rapport, EDF s'est appuyé sur le cadre de référence de l'AMF (chap. 2.3.1 à 2.3.4) inspiré par le référentiel COSO (chap. 2.1 à 2.5).

B.

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 de la société Électricité de France S.A.

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 de la société Électricité de France S.A.

Exercice clos le 31 décembre 2011

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité 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 2011.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :
- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, et
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :
- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Autres informations

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2012

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Bernard Cattenoz	Jacques-François Lethu	Alain Pons	Patrick E. Suissa

C.

Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre Société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles des conventions et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions et engagements. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions et engagements soumis à l'approbation de l'Assemblée générale

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration :

Convention entre les sociétés EDF, AREVA et le CEA relative à la demande d'audits formulée par la DGEC

Dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et conformément au décret d'application du 23 février 2007 sur la sécurisation du financement des charges nucléaires, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) a demandé aux trois principaux acteurs du secteur nucléaire français – EDF, AREVA et le CEA – de faire réaliser des audits de leurs outils d'évaluation des obligations de fin de cycle. Ces audits étant communs aux trois exploitants précités, la DGEC a souhaité que soit établi un cahier des charges unique et qu'il soit procédé à la sélection d'un seul prestataire pour chacun d'eux.

Les trois parties prenantes, d'une part, et la DGEC, d'autre part, en sa qualité de prescripteur, ont signé le 25 mai 2011 une convention ayant pour objet de :
- définir les modalités d'organisation et de fonctionnement du groupement entre les parties aux fins de réalisation des audits ;
- fixer les conditions et modalités selon lesquelles les parties entendent procéder à la mise en place du financement et du suivi d'exécution des marchés afférents à ces audits.

Cette convention a fait l'objet d'une autorisation préalable de votre Conseil d'administration au cours de sa séance du 24 mai 2011.

Administrateurs concernés : Messieurs Jean-Dominique Comolli et Pierre Sellal, membres du Conseil d'administration d'EDF et membres du Conseil de surveillance d'AREVA, et Monsieur Pierre-Marie Abadie, membre du Conseil d'administration d'EDF et Directeur de l'énergie à la DGEC.

Conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé :

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 de la société EDF par l'État réservée aux personnels et anciens personnels de sociétés du groupe EDF a été mise en œuvre en septembre 2008 conformément aux dispositions réglementaires.

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 en 2008 au titre de la première échéance de règlement due par les souscripteurs, de 32 millions d'euros en 2009 au titre de la seconde échéance de règlement et de 44 millions d'euros en 2010 au titre de la dernière échéance de règlement envers l'État. Les livraisons d'actions gratuites par l'État aux salariés prévues dans le protocole d'accord ont été réalisées le 31 octobre 2011, et EDF a reçu en décembre 2011 la dernière mensualité de remboursement des souscripteurs.

Cette convention a pris fin concomitamment à l'extinction des dernières obligations relatives à la livraison d'actions gratuites et au remboursement des souscripteurs.

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 de votre Société, 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 sur l'exercice 2011.

Accord définitif entre EDF et AREVA sur le traitement-recyclage pour la période 2008 à 2012

En application de l'accord du 19 décembre 2008 fixant les principes régissant les contrats Aval du Cycle sur la période postérieure à 2007, EDF et AREVA ont signé les deux contrats suivants le 12 juillet 2010 :

- L'« accord traitement-recyclage EDF-AREVA », qui (i) précise les conditions contractuelles sur la période 2008-2012, y compris le versement par EDF d'une avance en tête de 120 millions d'euros remboursable au 31 décembre 2012, et (ii) fixe les principes de régulation des prix et des investissements pour les périodes ultérieures ;
- le « protocole transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine AREVA de La Hague », qui formalise, notamment, le caractère libératoire de la soulte à verser par EDF au titre de la reprise et du conditionnement des déchets anciens (RCD) et de la mise à l'arrêt définitif (MAD) et du démantèlement (DEM) des installations de La Hague pour 2,3 milliards d'euros, aux conditions économiques du 31 décembre 2007 et selon un échéancier fixé par les deux entreprises en date du 6 juillet 2009. Le solde de la soulte due au titre de la reprise et du conditionnement des déchets d'EDF ainsi que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement des installations de La Hague a été versé à AREVA le 23 juin 2011 pour un montant de 794 millions d'euros taxes comprises. Cette convention a pris fin à cette même date.

Autres 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 troisième Visite Décennale des centrales nucléaires de palier 900 MW en France ;
- la réservation de pièces forgées pour la réalisation de réacteurs EPR à l'international.

Les montants engagés au titre de ces conventions s'élèvent respectivement à 994 millions d'euros, y compris avenants contractuels, (dont 172 millions d'euros comptabilisés en 2011), 121 millions d'euros (dont 15 millions d'euros comptabilisés en 2011) et 212 millions y compris 106 millions d'euros au titre de la part optionnelle, l'intégralité du montant hors part optionnelle ayant été comptabilisée au 31 décembre 2010.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2012

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Bernard Cattenoz	Jacques-François Lethu	Alain Pons	Patrick E. Suissa

D.

Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes

États financiers
Comptes de résultat 460
Bilans 462
Tableaux de flux de trésorerie 464
Annexe aux comptes annuels 467
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 512

Comptes de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2011	2010
CHIFFRE D'AFFAIRES (1)	**4**	**41 950**	**40 906**
Production stockée		18	275
Production immobilisée		462	441
Subventions d'exploitation	5	3 565	2 615
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 437	2 793
Transferts de charges		78	253
Autres produits d'exploitation	7	647	659
I - TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		**49 157**	**47 942**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	**32 208**	**31 420**
Achats consommés de combustibles		3 116	3 284
Achats d'énergie		10 696	9 892
Autres achats consommés de biens		998	996
Achats de services		17 398	17 248
Impôts, taxes et versements assimilés	9	**2 609**	**2 627**
Sur rémunérations		142	128
Liés à l'énergie		1 398	1 556
Autres		1 069	943
Charges de personnel	10	**5 761**	**5 502**
Salaires et traitements		3 600	3 377
Charges sociales		2 161	2 125
Dotations d'exploitation		**3 558**	**3 592**
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	11	2 100	1 979
Sur immobilisations : dotations aux provisions pour dépréciation	12	14	13
Sur actif circulant : dotations aux provisions pour dépréciation	12	162	162
Pour risques et charges : dotations aux provisions	12	1 282	1 438
Autres charges d'exploitation	13	**1 064**	**1 108**
II - TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		**45 200**	**44 249**
Résultat d'exploitation (I - II)		**3 957**	**3 693**
Opérations en commun			
III - BÉNÉFICE ATTRIBUÉ OU PERTE TRANSFÉRÉE		**8**	**9**
IV - PERTE SUPPORTÉE OU BÉNÉFICE TRANSFÉRÉ		**1**	**3**
Produits financiers			
Produits financiers de participations		1 047	1 710
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		344	358
Autres intérêts et produits assimilés		827	30
Reprises sur provisions et transferts de charges		424	925
Gains de change réalisés		2 291	2 755
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement		79	59
V - TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		**5 012**	**5 837**

(en millions d'euros)	Notes		2011		2010
Dotations financières aux amortissements et provisions			3 344		3 102
Intérêts et charges assimilées			2 158		1 827
Pertes de change réalisées			2 179		2 697
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement			18		12
VI - TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES			**7 699**		**7 638**
Résultat financier (V - VI)	14		**(2 687)**		**(1 801)**
Résultat courant avant impôts (I - II + III - IV + V - VI)			**1 277**		**1 898**
Produits exceptionnels sur opérations en capital			367		538
Reprises sur provisions et transferts de charges			652		568
VII - TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS			**1 019**		**1 106**
Charges exceptionnelles sur opérations en capital			**268**		**505**
Valeurs comptables des éléments immobiliers et financiers cédés		260		502	
Autres		8		3	
Dotations exceptionnelles aux amortissements et provisions			**554**		**347**
Dotations aux provisions réglementées		283		189	
Dotations aux amortissements et autres provisions		271		158	
VIII - TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES			**822**		**852**
Résultat exceptionnel (VII-VIII)	15		**197**		**254**
IX - IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	**16**		**356**		**660**
Total des produits (I + III +V +VII)			**55 196**		**54 894**
Total des charges (II + IV+VI+VIII+ IX)			**54 078**		**53 402**
BÉNÉFICE OU PERTE			**1 118**		**1 492**

(1) Dont production en 2011 de biens à l'exportation pour 5 944 millions d'euros et de services à l'exportation pour 498 millions d'euros.

Bilans

ACTIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2011 Montants bruts	31/12/2011 Amortissements ou provisions	31/12/2011 Montants nets	31/12/2010 Montants nets
Immobilisations incorporelles	17,18	**1 003**	**310**	**693**	**765**
Terrains		115	5	110	107
Constructions		9 096	5 869	3 227	3 145
Installations techniques, matériels et outillages industriels		57 675	39 264	18 411	18 205
Autres immobilisations corporelles		1 098	704	394	356
Immobilisations corporelles du domaine propre	17,18	**67 984**	**45 842**	**22 142**	**21 813**
Terrains		38	-	38	37
Constructions		8 861	5 586	3 275	3 229
Installations techniques, matériels et outillages industriels		3 436	1 785	1 651	1 465
Autres immobilisations corporelles		11	11	-	1
Immobilisations corporelles du domaine concédé	17,18	**12 346**	**7 382**	**4 964**	**4 732**
Travaux en cours		6 769	-	6 769	5 647
Avances et acomptes versés		1 368	-	1 368	1 208
Immobilisations corporelles en cours	17	**8 137**	**-**	**8 137**	**6 855**
Immobilisations incorporelles en cours	17	**1 014**	**-**	**1 014**	**892**
Participations et créances rattachées		53 702	1 150	52 552	50 207
Titres immobilisés		13 206	823	12 383	12 851
Prêts et autres immobilisations financières		4 830	-	4 830	4 409
Immobilisations financières	19, 20, 23	**71 738**	**1 973**	**69 765**	**67 467**
TOTAL I - ACTIF IMMOBILISÉ		**162 222**	**55 507**	**106 715**	**102 524**
Matières premières		7 971	13	7 958	7 591
Autres approvisionnements		851	158	693	573
En cours de production et autres stocks		18	-	18	10
Stocks et en-cours	22	**8 840**	**171**	**8 669**	**8 174**
Avances et acomptes versés sur commandes	23	**796**	**-**	**796**	**688**
Créances clients et comptes rattachés		11 920	267	11 653	12 337
Autres créances d'exploitation		6 694	2	6 692	6 034
Créances d'exploitation	23	**18 614**	**269**	**18 345**	**18 371**
Valeurs mobilières de placement	24, 25	9 050	1	9 049	10 014
Instruments de trésorerie	23	2 807	-	2 807	2 013
Disponibilités	25	3 194	-	3 194	1 576
Charges constatées d'avance	23	603	-	603	483
Autres actifs courants		**15 654**	**1**	**15 653**	**14 086**
TOTAL II - ACTIF CIRCULANT		**43 904**	**441**	**43 463**	**41 319**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**257**	**-**	**257**	**282**
Primes de remboursement des obligations (IV)		**381**	**57**	**324**	**213**
Écarts de conversion - Actif (V)	26	**295**	**-**	**295**	**110**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		**207 059**	**56 005**	**151 054**	**144 448**

PASSIF *(en millions d'euros)*	Notes	31/12/2011	31/12/2010
Capital		**924**	**924**
Primes liées au capital social			
Primes d'émission		7 015	7 033
Primes de fusion		25	25
Écarts de réévaluation			
Réserve spéciale – loi du 28/12/59		668	713
Réserve réglementée – loi du 29/12/76		15	16
Réserves diverses		**3 000**	**3 000**
Réserves réglementées			
Réserve légale		92	92
Report à nouveau		**4 286**	**4 917**
Résultat de l'exercice		**1 118**	**1 492**
Acomptes sur dividendes		**(1 053)**	**(1 054)**
Subventions d'investissement reçues		**171**	**127**
Provisions réglementées			
Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30/12/77)		14	15
Amortissements dérogatoires		6 535	6 719
Capitaux propres	27	**22 810**	**24 019**
Comptes spécifiques des concessions	28	**1 968**	**1 909**
TOTAL I - FONDS PROPRES		**24 778**	**25 928**
Provisions pour risques	29	**553**	**349**
Provisions pour charges			
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé		238	230
Aval du cycle nucléaire	30	15 865	15 360
Déconstruction et derniers cœurs	30	13 854	13 419
Avantages au personnel	31	10 594	10 267
Autres charges	32	637	749
TOTAL II - PROVISIONS RISQUES ET CHARGES		**41 741**	**40 374**
Emprunts obligataires et autres emprunts		40 093	37 859
Avances sur consommation reçues		90	134
Autres dettes		1 178	1 385
Dettes financières	33, 34	**41 361**	**39 378**
Avances et acomptes reçus	33	**5 444**	**4 873**
Fournisseurs et comptes rattachés		7 793	8 958
Dettes fiscales et sociales		5 575	5 335
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		1 381	1 423
Autres dettes		15 757	11 497
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	33	**30 506**	**27 213**
Instruments de trésorerie	33	**1 889**	**1 259**
Produits constatés d'avance	33	**5 185**	**5 244**
TOTAL III - DETTES		**84 385**	**77 967**
Écarts de conversion - Passif (IV)	26	**150**	**179**
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		**151 054**	**144 448**

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)		31/12/2011	31/12/2010
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôt		1 474	2 152
Amortissements et provisions		3 913	2 747
Plus- ou moins-values de cessions		(100)	(31)
Élimination des produits et charges financières		(171)	(329)
Variation du besoin en fonds de roulement		(797)	137
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		**4 319**	**4 676**
Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus		(325)	589
Impôts sur le résultat payés		(849)	(1 128)
Flux de trésorerie nets générés par les activités opérationnelles	**(A)**	**3 145**	**4 137**
Opérations d'investissements			
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles		(4 146)	(3 939)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		33	49
Variation d'actifs financiers		(1 639)	(6 311)
Flux de trésorerie nets liés aux activités d'investissement	**(B)**	**(5 752)**	**(10 201)**
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		6 168	7 978
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(2 108)	(3 256)
Dividendes versés		(2 122)	(2 163)
Participations reçues sur les ouvrages en concession		13	16
Subventions d'investissement reçues		51	40
Flux de trésorerie nets liés aux activités de financement	**(C)**	**2 002**	**2 615**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(A)+(B)+(C)**	**(605)**	**(3 449)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE *		**(2 521)**	**895**
Incidence des variations de change		(68)	(8)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents		94	41
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE *		**(3 100)**	**(2 521)**

**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 25.*

Sommaire

Annexe aux comptes annuels

Note 1 Principes et méthodes comptables 467
1.1 Référentiel comptable 467
1.2 Estimations de la Direction 467
1.3 Chiffre d'affaires 467
1.4 Immobilisations incorporelles 467
1.5 Immobilisations corporelles 468
1.6 Dépréciation des actifs à long terme 469
1.7 Immobilisations financières 469
1.8 Stocks et en-cours 470
1.9 Créances d'exploitation et trésorerie 470
1.10 Comptes de régularisation 471
1.11 Conversions des dettes et créances en devises 471
1.12 Provisions réglementées 471
1.13 Comptes spécifiques des concessions 471
1.14 Provisions pour risques et charges 471
1.15 Provisions et engagements en faveur du personnel 472
1.16 Instruments dérivés 473
1.17 Contrats de matières premières 474
1.18 Actions gratuites 474
1.19 Environnement 474

Note 2 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes 475
2.1 Loi NOME 475
2.2 Extinction du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM) 475
2.3 Contribution au Service Public de l'Électricité 475

Note 3 Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice 476
3.1 Accord préliminaire pour l'acquisition d'Edison par EDF et l'acquisition d'Edipower par A2A 476
3.2 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange (OPAES) sur EDF Énergies Nouvelles 476
3.3 Accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima au Japon 477
3.4 Émission d'un emprunt obligataire 477

Note 4 Chiffre d'affaires 477

Note 5 Subventions d'exploitation 478

Note 6 Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation 478

Note 7 Autres produits d'exploitation 478

Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 479

Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés 479

Note 10 Charges de personnel 479

Note 11 Dotations aux amortissements 480

Note 12 Dotations aux provisions 480

Note 13 Autres charges d'exploitation 480

Note 14 Résultat financier 481

Note 15 Résultat exceptionnel 481

Note 16 Impôts sur les bénéfices 481
16.1 Groupe fiscal 481
16.2 Impôt sur les sociétés 481
16.3 Situation fiscale différée ou latente 482

Note 17 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles 483

Note 18 Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles 484

Note 19 Actifs dédiés 484
19.1 Réglementation 484
19.2 Composition et évaluation des actifs dédiés 484
19.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme 485

Note 20 Immobilisations financières 486
20.1 Variations des immobilisations financières 486
20.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 487
20.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 488
20.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP) 488
20.5 Variations des actions propres 488

Note 21 Informations concernant les entreprises liées 489
21.1 Relations avec les filiales 489
21.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État 489

Note 22 Stocks et en-cours 490

Note 23 Créances 490

Note 24 Valeurs mobilières de placement 491

Note 25 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 491

Note 26 Écarts de conversion actif et passif 492

Note 27 Variation des capitaux propres 492

Note 28 Comptes spécifiques des concessions 493

Note 29 Provisions pour risques et passifs éventuels 493

Note 30 Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales et derniers cœurs 495
30.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire 495
30.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs 497
30.3 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité 498

D. Annexe

Annexe aux comptes annuels

Note 31 Avantages du personnel 499
31.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi 500
31.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité 500
31.3 Actifs de couverture 501
31.4 Hypothèses actuarielles 501

Note 32 Provisions pour autres charges 501

Note 33 Dettes 502

Note 34 Dettes financières 503
34.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 504
34.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 504

Note 35 Instruments financiers 505
35.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice 506
35.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés 506

Note 36 Engagements et opérations non inscrites au bilan 507
36.1 Engagements hors bilan donnés 507
36.2 Engagements hors bilan reçus 508
36.3 Autres natures d'engagements 508

Note 37 Environnement 510
37.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre 510
37.2 Certificats d'économies d'énergie (CEE) 510
37.3 Fonds Carbone 510

Note 38 Rémunération des mandataires sociaux 510

Note 39 Événements postérieurs à la clôture 511
39.1 Émission d'un emprunt obligataire 511
39.2 Renforcement du partenariat à long terme dans l'uranium naturel avec AREVA 511

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 512

Annexe aux comptes annuels

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe 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

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 Estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour l'évaluation des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers pourraient différer des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont l'évaluation des provisions nucléaires, des engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi, des quantités d'énergie livrées non relevées non facturées ainsi que l'évaluation de la provision au titre du Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) en vigueur jusqu'au 30 juin 2011.

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 EDF. Si ces ré-estimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Enfin, les réflexions autour des conséquences de l'accident nucléaire de Fukushima n'ont pas conduit EDF, à date, à modifier les principales hypothèses relatives à l'exploitation et au développement de son parc de production nucléaire, notamment en ce qui concerne la durée d'exploitation des centrales.

1.3 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

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.

1.4 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 de 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 dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ).

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre sont enregistrés, conformément à l'avis du Comité d'urgence 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 des Dépôts et Consignations. 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.

1.5 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles, inscrites à l'actif du bilan, sont évaluées à leur coût d'acquisition, 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.

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.

1.5.1 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 traitement 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.

1.5.2 Domaine concédé

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :
- concessions de distribution publique, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- concessions de Forces Hydrauliques, ayant pour concédant l'État.

1.5.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des 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.

1.5.2.2 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 immobilisations concédées donnent lieu à un complément d'amortissement de caducité qui vient compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

1.5.3 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties selon le mode linéaire.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité estimées pour la détermination de l'amortissement industriel 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

1.6 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.

1.7 Immobilisations financières

1.7.1 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 et titres de participation 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 participation 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.

1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en titres immobilisés les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital, 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 charge, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales. Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe finance ces prêts principalement par des émissions courts termes au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change.

1.8 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.

1.8.1 Matières et combustibles nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et 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, fabrication…).

Du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les charges financières engendrées par le financement du stock de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période.

Les sorties de stocks de combustible nucléaire sont évaluées selon la méthode du coût moyen pondéré appliquée à chacune des composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages).

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante sur la base des quantités prévisionnelles épuisées par kWh produit. À chaque fin de campagne, un inventaire est réalisé sur la base de mesures neutroniques et donne lieu à correction du stock.

1.8.2 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.

1.8.3 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.

1.8.4 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.

1.9 Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 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.

1.9.2 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. Conformément à l'avis n° 2008-17 du 6 novembre 2008 du Conseil National de la Comptabilité, ces titres ne sont pas dépréciés en fonction de leur valeur de marché.

1.10 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.

1.11 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 ».

1.12 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.

1.13 Comptes spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de Forces Hydrauliques.

Constatation des passifs spécifiques des concessions de distribution publique de SEI :

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 en général 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 ré-appréciée 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. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

Constatation des passifs spécifiques des concessions de Forces Hydrauliques :

Ces passifs sont constitués :
- de la contrevaleur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er janvier 1977 ;
- et depuis le 1er janvier 2009 (mise en œuvre du décret d'application n°2008-1009 du 26 septembre 2008), d'un amortissement de caducité pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession, complétant l'amortissement industriel et calculé sur une assiette correspondant à la valeur nette comptable des biens en fin de concession pour la quote-part financée par le concessionnaire.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de Forces Hydrauliques au 1er janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contrevaleurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.14 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 évènement 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 ;
- 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 son 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 fonction des flux futurs actualisés 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.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Le changement d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis serait enregistré :
- en variation des actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat dans les autres cas.

1.15 Provisions et engagements en faveur du personnel

Suivant la réglementation statutaire relative à la branche des Industries électriques et gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages pendant leur période d'activité et d'inactivité.

1.15.1 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.

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 du 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, conformément à la recommandation n° 2003-R01 du CNC :
- 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, et prenant en compte l'allongement de la durée de cotisation des agents nécessaire pour ouvrir droit à pension à taux plein) ;
- des effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir du taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- des réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- d'un taux d'actualisation fondé sur le taux à la clôture des obligations des entreprises de première catégorie, 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.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée 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/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

Les droits acquis au cours de l'exercice sont comptabilisés en dotation aux provisions et les charges d'actualisation sont enregistrées en résultat financier.

1.15.2 Engagements concernant les retraites et les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG intervenue en 2004 et entrée en vigueur au 1er janvier 2005, les provisions comptabilisées au titre du régime spécial de retraites 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 (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'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.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :
- **les avantages en nature énergie :** l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel (« tarif agent »). 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 :** elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- **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 autres avantages :** ils comprennent les indemnités compensatrices de frais d'études, les indemnités complémentaires de retraite, le compte-épargne jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors des sociétés des IEG.

1.15.3 Engagements concernant les autres avantages long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :
- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ; à l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.16 Instruments dérivés

1.16.1 Instruments de change court terme

Les instruments dérivés court terme sont constitués :
- d'options de change ;
- de swaps de change ;
- et de contrats de change à terme.

Pour les instruments qualifiés de couverture, les gains et pertes impactent le compte de résultat de manière symétrique au mode de comptabilisation des charges et produits de l'élément couvert.

Sont concernés par ce traitement comptable les swaps de change en couverture des approvisionnements de combustible libellés en devises.

Les instruments non qualifiés de couverture sont évalués comme suit :
- les instruments dérivés négociés sur les marchés organisés ou assimilables à un marché organisé sont évalués à leur valeur de marché à la date de clôture. La perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier ;
- pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte ;
- les primes payées ou encaissées sur les options de change sont rapportées au résultat lors du dénouement des transactions.

Les instruments en vie à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.16.2 Instruments de taux et de change 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 le résultat. En matière de risque de change, l'endettement des entités (maison mère ou filiales) est réalisé dans leur devise locale. En cas

d'opérations dans une devise différente de celle de l'entité, une couverture actif/passif est mise en place chaque fois que cela est possible.
Les instruments long terme sont constitués de swaps de taux et de swaps de devises.

Les dérivés affectés à une relation de couverture corrigent 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. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité.

En l'absence de mise en place d'une relation de couverture :
- les instruments dérivés négociés sur les marchés organisés ou assimilables à un marché organisé sont évalués à leur valeur de marché à la date de clôture. La perte ou le gain de change latent est enregistré dans le résultat financier ;
- pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en vie à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.17 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.

1.18 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, serait constituée en fonction des services déjà rendus par le salarié. Elle serait 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 devrait être réévaluée à chaque arrêté précédant la livraison des actions.
Cette provision doit être reprise lors de la livraison des actions aux salariés.

1.19 Environnement

1.19.1 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.

Les quotas d'émission de gaz à effet de serre sont enregistrés, conformément à l'avis du Comité d'urgence du Conseil National de la Comptabilité n° 2004-C du 23 mars 2004, en immobilisations incorporelles (voir note 1.4). La contrepartie au passif du bilan est un compte de régularisation spécifique figurant dans la rubrique « Autres dettes ».

Les émissions de gaz génèrent une charge ainsi qu'une obligation de restitution des quotas correspondant aux émissions réalisées. Simultanément, les quotas alloués par l'État font l'objet d'une reprise du compte de régularisation spécifique en contrepartie d'un produit.

L'excédent prévisionnel de quotas d'émission, préalablement acquis, détenus en fin d'exercice par rapport aux émissions prévues pour l'année ou réalisées dans l'année doivent faire l'objet d'un test de dépréciation et, le cas échéant, une dépréciation doit être constatée sur ces quotas.

Les quotas étant alloués par période, les quotas restant à recevoir de l'État au sein de la période sont mentionnés dans l'annexe en Engagements reçus. Lors d'une cession de quotas ou de crédits d'émission, la différence entre la valeur comptable de l'immobilisation incorporelle et le prix de cession est enregistrée en résultat.

Si les quotas cédés sont des quotas préalablement alloués par l'État et non encore émis, la cession entraîne également la reprise du compte de régularisation.

1.19.2 Certificats d'économies d'énergie

En application de la 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 (CEE) 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.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :
- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Dans le cadre général d'un dispositif des certificats d'économies d'énergie :
- les certificats obtenus auprès de l'État suite aux actions réalisées ne font pas l'objet d'un enregistrement en comptabilité ;
- les acquisitions de certificats d'économies d'énergie sont enregistrées en :
  - charges si ces acquisitions sont destinées à satisfaire l'obligation,
  - immobilisations incorporelles si ces certificats sont acquis en vue de leur vente (du fait de l'absence de marché actif).

En outre, les certificats acquis, obtenus ou à recevoir par l'État à l'appui des actions réalisées, sont enregistrés au sein d'une comptabilité matière tenue hors bilan.

Note 2. Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

2.1 Loi NOME

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a été promulguée le 7 décembre 2010. Ses premiers textes d'application sont parus en avril et mai 2011.

Les principes essentiels de cette loi, qui vise à favoriser le développement de la concurrence sur le marché de l'électricité en France, sont les suivants :

- développement de la concurrence par l'accès temporaire jusqu'en 2025 des autres fournisseurs à une part (ne pouvant pas excéder 100 TWh hors pertes des gestionnaires de réseaux) de la production d'énergie nucléaire historique en base d'EDF. C'est le principe de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, ou ARENH, dont le prix a été fixé par arrêté ;
- contribution à la sécurité d'approvisionnement, qui imposera à chaque fournisseur de disposer, à terme, de capacités d'effacement de consommation ou de production suffisantes pour approvisionner tous leurs clients, notamment lors des pointes de consommation ;
- maintien du tarif bleu pour les particuliers et les professionnels ; le mode de calcul du tarif sera modifié à partir de 2015 pour refléter les conditions de l'ARENH ;
- suppression des tarifs jaunes et verts pour les entreprises fin 2015 ;
- report de cinq ans (jusqu'au 29 juin 2016) de l'échéance de constitution des actifs dédiés, sous réserve de la satisfaction de différents critères.

Le dispositif de l'ARENH est entré en vigueur au 1er juillet 2011. Les premières livraisons d'ARENH allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume annuel initial de 61,3 TWh. Celui-ci ne peut excéder 100 TWh par an, augmentés à partir d'août 2013 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation des pertes techniques.

Les arrêtés ont fixé le prix de l'ARENH conformément à la loi NOME à 40 €/MWh pour le second semestre 2011 et à 42 €/MWh pour le premier semestre 2012. Le prix devra ensuite évoluer vers le coût complet de production du parc nucléaire existant, en application d'un décret à venir précisant les coûts constitutifs de l'ARENH.

À fin décembre 2011, 30,8 TWh ont été livrés au titre de l'ARENH pour un montant de 1 233 millions d'euros enregistré en chiffre d'affaires.

Le dispositif d'obligation de capacités devrait démarrer à l'horizon 2015.

2.2 Extinction du Tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM)

Conformément à la loi NOME, le TaRTAM est supprimé à compter de la mise en place effective du dispositif de l'ARENH, soit le 1er juillet 2011.

2.3 Contribution au Service Public de l'Électricité

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF. Elle est perçue directement par les commercialisateurs d'électricité, dont EDF, auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique. Elle était fixée à 4,5 euros/MWh depuis 2004 et limitée à 7 % du tarif.

La loi de finances 2011 a supprimé le plafond légal et dispose que, lorsque le Gouvernement ne donne pas suite à la proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie, le montant proposé par celle-ci entre automatiquement en vigueur le 1er janvier dans la limite d'une augmentation annuelle de 3 euros/MWh. À ce titre, la CSPE a été relevée à 7,5 euros/MWh au 1er janvier 2011.

La loi de finance rectificative 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 euros/MWh du 31 juillet 2011 au 30 juin 2012, puis à 10,5 euros/MWh du 1er juillet 2012 au 31 décembre 2012.

Note 3. Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

Les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2011 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

3.1 Accord préliminaire pour l'acquisition d'Edison par EDF et l'acquisition d'Edipower par A2A

Le 26 décembre 2011, un accord préliminaire entre EDF, A2A, Delmi, Edison et Iren a été signé. Cet accord a pour objectif la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. EDF doit ainsi prendre le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TDE (50 %) à un prix négocié de 0,84 euro par action Edison, soit un montant total de 705 millions d'euros.

Ainsi, au terme de l'opération, qui ne pourra intervenir qu'une fois les conditions suspensives levées, liées en particulier à l'accord des autorités réglementaires et de la concurrence, EDF détiendra 78,96 % du capital et 80,7 % des droits de vote d'Edison.

Il est également prévu dans l'accord qu'une offre soit ultérieurement proposée aux minoritaires d'Edison par EDF. Le prix de cette offre doit correspondre au maximum au prix des actions Edison acquises par l'intermédiaire de TDE soit 0,84 euro par action. Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par EDF, Delmi prendra le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50 %) et d'Alpiq (20 %) dans Edipower, pour un prix total de 805 millions d'euros.

Conformément aux étapes prévues dans le calendrier de l'accord préliminaire, le 24 janvier 2012, les Conseils d'administration d'Edison puis d'EDF ont validé le projet d'accord préliminaire pour la réorganisation actionnariale d'Edison et d'Edipower. Cette approbation a également été obtenue des organes de gouvernance des autres sociétés concernées par la transaction.
L'accord préliminaire du 26 décembre 2011 prévoit également qu'un contrat à long terme (six ans) de fourniture de gaz soit signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50 % des besoins en gaz de cette dernière.

Les accords définitifs ont été signés le 15 février 2012. La réalisation de ces accords est conditionnée, d'une part, à la confirmation par l'autorité de marché italien (Consob) du prix de 0,84 euro par action pour l'offre aux minoritaires et, d'autre part, à l'approbation des opérations par les autorités de concurrence italienne et de Bruxelles.

L'acquisition de TDE permettra à EDF de prendre le contrôle exclusif de la société Edison, la date de prise de contrôle devant normalement intervenir avant le 30 juin 2012.

3.2 Offre publique alternative simplifiée d'achat ou d'échange (OPAES) sur EDF Énergies Nouvelles

EDF, déjà actionnaire d'EDF Énergies Nouvelles à hauteur de 50 % par sa filiale EDF Développement Environnement (EDEV), a lancé le 8 avril 2011 une offre publique d'achat simplifiée alternative en numéraire ou en titres afin d'acquérir l'ensemble des actions composant le capital d'EDF Énergies Nouvelles.

Le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 8 avril 2011, a approuvé cette offre. L'opération a été soutenue par le groupe Mouratoglou, partenaire de longue date d'EDF et actionnaire d'EDF Énergies Nouvelles à hauteur de 25,1 %, qui a apporté l'intégralité de sa participation dans EDF Énergies Nouvelles, pour moitié à la branche en titres, le solde ayant été apporté à l'offre en numéraire.

À l'issue de l'opération le 29 juin, EDF a ainsi acquis 36 228 431 actions EDF Énergies Nouvelles, dont 26 120 745 actions dans le cadre de l'offre publique d'achat au prix de 40 euros par action et 10 107 686 actions dans le cadre de l'offre publique d'échange.

EDF a par la suite mis en œuvre un retrait obligatoire des actions non présentées à l'offre, pour un prix de 40 euros par action. En parallèle, un contrat de liquidité a été mis en place, pour permettre le rachat par EDF des actions relevant des plans accordés aux salariés.

Dans le cadre de l'offre publique d'échange, EDF a procédé le 24 juin 2011 à l'émission de 11 945 448 actions nouvelles se traduisant par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros et une prime d'émission de 300 millions d'euros.

Sur décision du Conseil d'administration, EDF a racheté 11 945 448 actions propres sur l'exercice 2011 pour un montant de 324 millions d'euros dans la perspective de neutraliser l'effet dilutif de l'opération sur le pourcentage de contrôle des actionnaires d'EDF. Cette neutralisation est intervenue le 28 septembre 2011 suite à la réalisation d'une opération de réduction de capital par annulation d'actions propres.

Le capital social est ainsi revenu à son niveau initial, soit 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions de 50 centimes d'euro chacune de valeur nominale. La différence entre le prix de rachat des 11 945 448 actions annulées et leur valeur nominale, soit 318 millions d'euros, a été imputée sur la prime d'émission.

3.3 Accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima au Japon

Dans sa lettre du 23 mars 2011, le Premier Ministre a confié à l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) la réalisation d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) des installations nucléaires françaises. L'ASN, en vue d'assurer la cohérence des actions entreprises au niveau national et au niveau européen, a présenté un cahier des charges pour ces évaluations le 9 mai 2011.

Dès le mois d'avril, parallèlement aux évaluations complémentaires de sûreté, EDF a présenté ses premières propositions pour renforcer la sûreté et la maîtrise de son parc de production nucléaire devant le collège des commissaires de l'ASN. Après Fukushima, EDF a dégagé un premier programme d'actions à court, moyen et long termes, qui comporte plusieurs volets :

- l'évaluation des moyens techniques et humains au meilleur niveau d'ores et déjà prévus en cas d'accident ;
- la création d'une *task force* nationale d'intervention rapide pour renforcer le dispositif de crise, avec des matériels de transports et des moyens humains dédiés, mobilisables dans les 24 à 48 heures ;
- un réexamen approfondi de la conception des centrales afin de s'assurer des marges de sûreté des installations face à des événements tels que les séismes, les inondations, les pertes d'alimentations électriques et de refroidissement.

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN ses 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté pour ses sites nucléaires en exploitation et en construction. Ce réexamen approfondi de la conception des centrales a témoigné en premier lieu d'un bon niveau de sûreté sur l'ensemble du parc nucléaire d'EDF. Des mesures complémentaires post-Fukushima ont été proposées à l'ASN, poussant plus loin les hypothèses, et ce, pour concourir à élever encore le niveau de sûreté des centrales.

Le 3 janvier 2012, l'ASN a rendu son rapport sur les évaluations complémentaires de sûreté menées à la suite de l'accident de Fukushima.

À l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes.

3.4 Émission d'un emprunt obligataire

EDF a reçu le 17 octobre 2011 les fonds provenant d'une émission obligataire d'une maturité de 30 ans libellée en livres sterling, pour un montant de 1,25 milliard de livres, avec un coupon annuel de 5,5 %.

Note 4. Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2011	2010
Ventes d'énergie [1]	40 096	38 902
Ventes de services et divers	1 854	2 004
CHIFFRE D'AFFAIRES	**41 950**	**40 906**

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

Le chiffre d'affaires est en hausse de 2,6 % par rapport au 31 décembre 2010. Cette évolution concerne principalement les ventes d'électricité en France reflétant notamment les augmentations des tarifs réglementés du 15 août 2010 et du 1er juillet 2011.

Note 5. Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2011	2010
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	**3 565**	**2 615**

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE instaurée en 2003 et prévue par les articles L.121-6 et suivants du Code de l'énergie. 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 liés aux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, les surcoûts de production et d'achat d'électricité dans les zones non interconnectées au réseau continental et les coûts liés aux dispositions sociales (tarif de première nécessité et participation au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité).

Cette compensation s'est traduite dans les comptes par un produit de 3 556 millions d'euros en 2011 contre 2 605 millions d'euros en 2010. L'évolution s'explique principalement par la hausse des volumes d'obligations d'achat, essentiellement imputable au photovoltaïque et à l'éolien, et des achats de combustible dans les zones non interconnectées.

Note 6. Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2011	2010
Reprise de provisions pour risques	**78**	**110**
Pensions et obligations assimilées	766	789
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	2	2
Gestion du combustible nucléaire usé	562	599
Gestion à long terme des déchets radioactifs	150	157
Déconstruction des centrales	287	277
Derniers cœurs	-	10
Autres provisions pour charges [1]	444	658
Reprise de provisions pour charges	**2 211**	**2 492**
Reprise de provisions pour dépréciation	**148**	**191**
TOTAL	**2 437**	**2 793**

(1) Dont 173 millions d'euros en 2011 de reprise relative à la provision concernant le TaRTAM, contre 501 millions d'euros en 2010.

Note 7. Autres produits d'exploitation

(en millions d'euros)	2011	2010
AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION	**647**	**659**

Sont comptabilisés notamment dans cette rubrique, en application de l'avis du Comité d'urgence n° 2004-C du 23 mars 2004, les quotas d'émissions de gaz à effet de serre alloués par l'État pour l'année écoulée et utilisés.

Note 8. Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2011	2010
Achats consommés de combustibles	3 116	3 284
Achats d'énergie (1)	10 696	9 892
Autres achats consommés de biens	998	996
Achats de services (2)	17 398	17 248
TOTAL	**32 208**	**31 420**

(1) L'augmentation des achats d'énergie porte principalement sur les obligations d'achats photovoltaïques et éoliens.

(2) Cette rubrique porte notamment les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF, qui intègrent l'augmentation du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'électricité (TURPE).

Note 9. Impôts, taxes et versements assimilés

(en millions d'euros)	2011	2010
Impôts et taxes liés à l'énergie (1)	1 398	1 556
Contribution Économique Territoriale	457	429
Taxes foncières	355	336
Impôts et taxes sur rémunérations	142	128
Autres impôts et taxes	257	178
IMPÔTS ET TAXES	**2 609**	**2 627**

(1) Une contribution au titre du TaRTAM de 316 millions d'euros a été comptabilisée en 2011 contre 561 millions d'euros en 2010. Le TaRTAM a été supprimé à compter de la mise en place effective du dispositif de l'ARENH, le 1er juillet 2011.

Note 10. Charges de personnel

Salaires et charges *(en millions d'euros)*	2011	2010
Salaires et traitements	3 600	3 377
Charges sociales	2 161	2 125
CHARGES DE PERSONNEL	**5 761**	**5 502**

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des effectifs et du Salaire National de Base (SNB).

	2011			2010
Effectifs moyens	Statut IEG	Autres	Total	Total
Cadres	25 664	366	26 030	23 566
Exécutions, Agents de maîtrise et Techniciens	36 030	419	36 449	36 814
EFFECTIFS MOYENS	**61 694**	**785**	**62 479**	**60 380**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

Note 11. Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2011	2010
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	104	93
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles :		
- domaine propre	1 770	1 673
- domaine concédé [1]	195	189
Dotations aux amortissements des immobilisations	**2 069**	**1 955**
Dotations aux amortissements des frais d'émission d'emprunts et autres charges à étaler	**31**	**24**
TOTAL	**2 100**	**1 979**

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions « Distribution publique » des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions « Forces Hydrauliques ».

Note 12. Dotations aux provisions

(en millions d'euros)	2011	2010
Provisions pour risques	**90**	**117**
Pensions et obligations assimilées	515	442
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	16	19
Gestion du combustible nucléaire usé	396	337
Gestion à long terme des déchets radioactifs	36	-
Déconstruction des centrales	11	71
Autres provisions pour charges [1]	218	452
Provisions pour charges	**1 192**	**1 321**
Provisions pour dépréciation	**176**	**175**
TOTAL	**1 458**	**1 613**

(1) Dont 173 millions d'euros de dotations en 2010 concernant le TaRTAM sans équivalent en 2011.

Note 13. Autres charges d'exploitation

(en millions d'euros)	2011	2010
Émissions de gaz à effet de serre	201	324
Autres charges d'exploitation	863	784
TOTAL	**1 064**	**1 108**

Note 14. Résultat financier

(en millions d'euros)	2011	2010
Produits financiers de participations [1]	1 047	1 710
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé	344	358
Autres intérêts et produits assimilés [2]	827	30
Reprises sur provisions et transferts de charges [3]	424	925
Résultat de change	112	58
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	61	47
Dotations financières aux amortissements et provisions [4]	(3 344)	(3 102)
Intérêts et charges assimilées [5]	(2 158)	(1 827)
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 687)**	**(1 801)**

(1) En 2010, EDF International a versé 633 millions d'euros de dividendes sans équivalent en 2011.

(2) La variation provient pour l'essentiel de l'augmentation des gains de change latents sur des instruments de change ainsi que d'un abandon de créance par le CEA pour un montant de 319 millions d'euros relatif à un prêt que le CEA avait accordé à EDF dans le cadre de la construction de la centrale de Creys-Malville.

(3) Ce poste comprend notamment les reprises de provisions sur les actifs dédiés pour 84 millions d'euros contre 562 millions d'euros en 2010.

(4) Ce poste comprend principalement les charges d'actualisation relevant des provisions à long terme (nucléaire et avantages du personnel).
En 2011, les dotations aux provisions pour dépréciation portent notamment sur les titres Veolia (272 millions d'euros), les titres de La Gérance Générale Foncière (212 millions d'euros) et les actifs dédiés (293 millions d'euros).
En 2010, elles ont concerné essentiellement les titres des filiales italiennes MNTC et Wagram 4 pour un montant total de 700 millions d'euros.

(5) La variation provient principalement de l'augmentation des pertes de change latentes sur les instruments de change.

Note 15. Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2011 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 197 millions d'euros dont le principal élément correspond aux reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 185 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 254 millions d'euros dont les principaux éléments sont les suivants :

- les reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 191 millions d'euros ;
- les plus-values de cessions d'immobilisations corporelles à hauteur de 102 millions d'euros dont 69 millions d'euros dans le cadre de l'apport d'immeubles à Sofilo.

Note 16. Impôts sur les bénéfices

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 L. 223 A à L. 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2011 comprend 47 filiales dont : RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE), ERDF et EDF International.

16.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article L. 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 avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs.

En 2011, le calcul de l'impôt tient compte de la contribution supplémentaire d'impôt sur les sociétés, égale à 5 % de l'impôt dû (loi de finances rectificative pour 2011 n° 2011-1978 du 28 décembre 2011, art. 30).

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de 356 millions d'euros au titre de l'exercice 2011. Cette charge se décompose comme suit :

- 278 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2011 ;
- 112 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- (22) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale ;
- (12) millions d'euros au titre notamment d'ajustements sur exercice antérieur.

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 différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	2011	2010	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
Provisions non déductibles [1]	(11 720)	(11 118)	(602)
Instruments financiers et écarts de conversion	(3 104)	(3 195)	91
Autres	(255)	(213)	(42)
Total base d'impôt actif au taux normal	**(15 079)**	**(14 526)**	**(553)**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
Instruments financiers et écarts de conversion	2 859	2 534	325
Total base d'impôt passif au taux normal	**2 859**	**2 534**	**325**
Plus-values en sursis d'imposition nettes de moins-values	79	79	(0)
Total base passif d'impôt au taux réduit	**79**	**79**	**(0)**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(12 141)**	**(11 913)**	**(228)**
Dette (créance) future d'impôt au taux de droit commun	(4 207)	(4 130)	(77)
Dette (créance) future d'impôt au taux réduit	1	1	0

(1) Concerne principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Note 17. Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2010	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2011
Immobilisations incorporelles				
Logiciels	460	151	54	557
Autres [1]	558	329	441	446
Sous-total	**1 018**	**480**	**495**	**1 003**
Immobilisations corporelles du domaine propre				
Terrains	111	8	4	115
Constructions et agencements de terrains	9 084	368	356	9 096
Tranches de production nucléaires	46 129	1 100	396	46 833
Matériel et outillage industriel hors réseau	10 009	671	619	10 061
Réseau du domaine propre	674	108	1	781
Autres immobilisations corporelles	1 066	121	89	1 098
Sous-total	**67 073**	**2 376**	**1 465**	**67 984**
Immobilisations corporelles du domaine concédé [2]				
Terrains	37	1	-	38
Constructions et agencements de terrains	8 505	359	3	8 861
Matériel et outillage industriel hors réseau	975	371	3	1 343
Réseau du domaine concédé	1 993	109	9	2 093
Autres immobilisations corporelles	11	-	-	11
Sous-total	**11 521**	**840**	**15**	**12 346**
Immobilisations en cours				
Immobilisations corporelles [3]	5 647	3 657	2 535	6 769
Immobilisations incorporelles	892	284	162	1 014
Avances et acomptes versés sur commandes	1 208	160	-	1 368
Sous-total	**7 747**	**4 101**	**2 697**	**9 151**
TOTAL GÉNÉRAL	**87 359**	**7 797**	**4 672**	**90 484**

(1) L'augmentation de 329 millions d'euros comprend 256 millions d'euros liés à l'allocation par l'État des quotas d'émission de gaz à effet de serre en 2011 et la diminution de 441 millions d'euros comprend 313 millions d'euros liés à la restitution à l'État en 2011 des quotas 2010.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de 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.

Note 18. Amortissements et provisions des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2010	Augmentation	Diminution	Montants cumulés au 31/12/2011
Immobilisations incorporelles				
Logiciels	201	91	54	238
Autres	52	20	-	72
Sous-total	**253**	**111**	**54**	**310**
Immobilisations corporelles du domaine propre				
Terrains et constructions	5 943	222	291	5 874
Tranches de production nucléaire	31 201	1 309	498	32 012
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 119	308	482	6 945
Réseau du domaine propre	287	21	1	307
Autres immobilisations corporelles	710	78	84	704
Sous-total	**45 260**	**1 938**	**1 356**	**45 842**
Immobilisations corporelles du domaine concédé				
Terrains et constructions	5 276	313	3	5 586
Matériel et outillage industriel hors réseau	742	235	2	975
Réseau du domaine concédé	761	56	7	810
Autres immobilisations corporelles	10	1	-	11
Sous-total	**6 789**	**605**	**12**	**7 382**
TOTAL GÉNÉRAL	**52 302**	**2 654**	**1 422**	**53 534**

Note 19. Actifs dédiés

19.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs, appelés actifs dédiés, à la sécurisation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustible usé et provenant du démantèlement). Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré un report de cinq ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de la société RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. Les conditions réglementaires étant remplies et après accord de l'autorité administrative, l'affectation aux actifs dédiés de 50 % des titres de la société a été réalisée le 31 décembre 2010.

19.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont constitués de placements diversifiés obligataires et d'actions et, depuis le 31 décembre 2010, de 50 % des titres RTE.

19.2.1 Placements diversifiés obligataires et actions

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de Sicav ou FCP ouverts, soit historiquement et en nombre limité de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite et d'autre part, le maintien de cette politique d'investissement à long terme.

19.2.2 Titres RTE

L'affectation des titres RTE a permis à EDF de diversifier son portefeuille d'actifs dédiés et d'en réduire la volatilité : les actifs d'infrastructure tels que RTE présentent en effet une rentabilité prévisible et faiblement corrélée aux autres catégories d'actifs financiers comme les actions et les obligations.

La société restant détenue par EDF à 100 %, les titres demeurent classés en titres de participation. La valeur des titres affectés aux actifs dédiés est de 2 368 millions d'euros au 31 décembre 2011. Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE.

19.2.3 Valorisation du portefeuille d'actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, titres immobilisés de l'activité de portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2011 est la suivante :

	2011		2010	
(en millions d'euros)	Valeur nette comptable	Juste valeur ou valeur de résiliation	Valeur nette comptable	Juste valeur ou valeur de résiliation
Titres de participations - RTE	2 015	2 368	2 015	2 324
Titres immobilisés de l'activité de portefeuille	12 058	12 734	12 405	13 423
Autres immobilisations financières	1	1	12	12
Total actifs dédiés – immobilisations financières	**14 074**	**15 103**	**14 432**	**15 759**
Valeurs mobilières de placement	578	576	69	70
Total actifs dédiés avant couverture	**14 652**	**15 679**	**14 501**	**15 829**
Instruments de couverture et autres éléments		(20)		(14)
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE	**14 652**	**15 659**	**14 501**	**15 815**

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

19.2.4 Évolution du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2011

La dotation de trésorerie aux actifs dédiés de l'exercice 2011 s'élève à 315 millions d'euros (1 343 millions d'euros en 2010). Compte tenu des conditions du marché, les dotations ont été suspendues depuis le mois d'octobre 2011. Du fait d'un contexte de tension des marchés sur les dettes souveraines européennes, EDF a maintenu en 2011 sa politique d'investissement prudente sur ces instruments financiers avec pour conséquence, à la clôture de l'exercice, une exposition limitée sur l'Italie et négligeable sur les pays les plus durement touchés de la zone euro (Grèce, Portugal, Irlande et Espagne).

Des retraits pour un montant de 378 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir (362 millions d'euros en 2010).

19.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	2011	2010
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	6 508
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 366	11 031
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	389	371
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME À COUVRIR	**18 477**	**17 910**

Note 20. Immobilisations financières

20.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2010	Augmentation	Diminution	Variation de change	Reclassement	Valeur brute au 31/12/2011
Participations [1]	51 104	1 371	-	-	182	52 657
Créances rattachées aux participations [2]	31	1 037	-	-	(23)	1 045
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille	13 162	5 071	5 208	-	147	13 172
Autres titres immobilisés [3]	30	423	95	-	(324)	34
Prêts	34	2	21	-	-	15
Prêts aux filiales [4]	4 238	2 188	1 848	103	-	4 681
Dépôts et cautionnements et autres	137	13	19	-	3	134
Total	**68 736**	**10 105**	**7 191**	**103**	**(15)**	**71 738**

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2010	Dotations	Reprises	Variation de change	Reclassement	Valeur brute au 31/12/2011
Provisions sur participations et créances rattachées [5]	(928)	(222)	-	-	-	(1 150)
Provisions sur TIAP et autres titres immobilisés [6]	(341)	(566)	84	-	-	(823)
Total	**(1 269)**	**(788)**	**84**	**-**	**-**	**(1 973)**

VALEUR NETTE	**67 467**	**69 765**

(1) La variation de ce poste correspond pour l'essentiel à l'achat et l'échange des titres EDF Énergies Nouvelles pour 1 455 millions d'euros et à l'augmentation du capital d'EDF Production Électrique Insulaire pour 211 millions d'euros.

(2) En 2011, une avance à EDF Environnement Développement de 1 milliard d'euros destinée à être capitalisée a été enregistrée.

(3) La variation de l'exercice concerne principalement les actions propres (voir note 20.5).

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2011 est de 4 681 millions d'euros, dont 1 993 millions d'euros pour EDF Trading, 1 400 millions d'euros pour RTE Réseau de Transport d'Électricité et 1 070 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles.

(5) Une dotation a été enregistrée sur les titres de la filiale immobilière La Gérance Générale Foncière (GGF) pour 212 millions d'euros.

(6) Les dotations au 31 décembre 2011 comprennent 293 millions d'euros pour les actifs dédiés et 272 millions d'euros pour les titres Veolia. La reprise de 84 millions d'euros en 2011 concerne les actifs dédiés.

20.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations au 31/12/2011	% du capital détenu	Capitaux propres 2010	Résultat de l'exercice 2010	Dividendes reçus en 2011	Chiffre d'affaires 2010
I. Filiales							
- Sociétés Holdings							
EDF Développement Environnement SA	1 268	-	100	1 549	10	-	2
EDF International	25 930	-	100	23 435	(1 307)	-	8
MNTC	2 095	275	100	2 268	46	-	-
EDF Production Électrique Insulaire SAS	496	-	100	273	-	-	-
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 302	315	299	-
Société C3	7 727	-	100	7 862	129	122	-
Wagram 4	1 677	425	100	1 804	47	-	-
- Sociétés Immobilières							
La Gérance Générale Foncière	472	212	100	377	22	212	19
Société Foncière Immobilière et de location(Sofilo)	1 088	-	100	913	58	55	121
- Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	50	11	-	-	5
Richemont	152	152	100	1	(10)	-	1
Dalkia Investissement	200	-	50	262	38	19	3
RTE Réseau de Transport d'Électricité (1)	4 030	-	100	5 239	313	188	4 389
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	-	100	31 504	121	92	12 189
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	112	-	-	29
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	65	1	1	14
Forces Motrices du Chatelôt	1	-	50	12	ns	ns	4
- Sociétés et Établissements financiers							
Sapar Finance	3	-	100	1	-	-	ns
- Autres (GIE EIFER)	**68**	**66**					
TOTAL I	**49 877**	**1 144**				**988**	

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) Dont 50 % des titres affectés aux actifs dédiés.

20.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus	Provisions dépréciations au 31/12/2011	% du capital détenu	Capitaux propres 2010	Résultat de l'exercice 2010	Dividendes reçus en 2011
I. Filiales						
Total I Report des filiales	**49 877**	**1 144**				**988**
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						
EDF Énergies Nouvelles	1 455	-	38	1 375	86	-
Dalkia International	425	-	24	1 530	(9)	58
Dalkia Holding	897	-	34	1 421	79	-
Total II.1	**2 777**	**-**				**58**
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont:						
Autres	2	-	-	-	-	1
À l'étranger						
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	10	89	4	ns
Total II.2	**3**	**-**				**1**
Total II	**2 780**	**-**				**59**
Total brut des filiales et participations	**52 657**	**1 144**				**1 047**
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**51 513**					

ns : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

20.4 Portefeuille de titres immobilisés de l'activité de portefeuille (TIAP)

	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
(en millions d'euros)	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste Valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste Valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**13 162**	**12 828**	**13 846**	**13 172**	**12 357**	**13 073**

La valeur brute des TIAP regroupe, au 31 décembre 2011, pour 12 529 millions d'euros d'actifs dédiés et pour 643 millions d'euros un portefeuille d'actions.

20.5 Variations des actions propres

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2010	Augmentation	Diminution	Annulation	Valeur brute au 31/12/2011
ACTIONS PROPRES	**16**	**423**	**92**	**(324)**	**23**

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « TIAP » et détenues au 31 décembre 2011 s'élève à 1 125 000 actions. Elles ont été acquises d'une part dans le cadre d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement et d'autre part dans le cadre de l'OPEAS sur EDF Énergies Nouvelles. Le 28 septembre 2011, EDF SA a procédé à une réduction du capital par annulation des actions rachetées dans ce cadre pour un montant de 324 millions d'euros.

Note 21. Informations concernant les entreprises liées

21.1 Relations avec les filiales

Société (en millions d'euros)	Créances d'EDF [1]		Dettes d'EDF [1]		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes nettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
RTE	1 400	297	-	167	-	81
EDF Développement Environnement SA	1 000					1
EDF Energy	-	93	-	213	-	-
EDF Énergies Nouvelles	1 070	-	-	-	-	20
EDF International	-	-	-	-	-	3
ERDF	-	98	-	2 432	-	-
EDF Trading	1 993	778	-	967	-	4
Dalkia International	82					2
EDF Gas Deutschland	57					1
EDF Energy UK Ltd		-	-	-	-	3
Compte courant ERDF	-	-	-	142	(1)	-
Convention de Trésorerie [2] Groupe avec les filiales	-	-	7 069	-	(47)	-
Convention d'intégration fiscale [3]	-	224	-	1 094	-	-
Convention de placement des liquidités des filiales [4]	-	-	6 708	-	(85)	-

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.
(2) Dont EDF International pour 3 990 millions d'euros (charges financières pour 26 millions d'euros).
(3) Dont EDF International pour 926 millions d'euros en dettes.
(4) Dont ERDF pour 3 385 millions d'euros de placements (charges financières pour 53 millions d'euros).

21.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

21.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,4 % du capital d'EDF au 31 décembre 2011. 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 a confié à EDF pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle 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.

L'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

21.2.2 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.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat d'uranium, l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations de maintenance de centrales et l'achat d'équipement ainsi que les presta-tions de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.

Par ailleurs, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Note 22. Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	Matières premières		Autres approvisionnements	En-cours de production et autres stocks	Total
	Combustibles nucléaires	Autres combustibles			
Valeur brute au 31/12/2010	7 182	421	726	10	8 339
Provisions au 31/12/2010	(12)	-	(153)	-	(165)
Valeur nette au 31/12/2010	**7 170**	**421**	**573**	**10**	**8 174**
Valeur brute au 31/12/2011	7 436	535	851	18	8 840
Provisions au 31/12/2011	(13)	-	(158)	-	(171)
VALEUR NETTE AU 31/12/2011	**7 423**	**535**	**693**	**18**	**8 669**

Note 23. Créances

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2011	Montant brut au 31/12/2010
	Échéance à - 1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à + 5 ans		
Créances rattachées à des participations	1 045	-	-	1 045	31
Prêts	2	8	5	15	34
Autres immobilisations financières	3 541	1 177	97	4 815	4 375
Créances de l'actif immobilisé	**4 588**	**1 185**	**102**	**5 875**	**4 440**
Créances d'exploitation					
- Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 547	-	-	2 547	2 608
Factures à établir [1]	9 373	-	-	9 373	9 974
- Autres créances d'exploitation [2]	6 543	19	132	6 694	6 038
Créances de l'actif circulant	**18 463**	**19**	**132**	**18 614**	**18 620**
Instruments de trésorerie [3]	**406**	**1 888**	**513**	**2 807**	**2 013**
Charges constatées d'avance	**577**	**19**	**7**	**603**	**483**
Avances et acomptes versés sur commandes	**773**	**23**	**-**	**796**	**688**
TOTAL	**24 807**	**3 134**	**754**	**28 695**	**26 244**

(1) Concerne principalement les créances relatives à l'énergie livrée relevée, non facturée et l'énergie livrée non relevée, non facturée.

(2) Dont 2 032 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 3 821 millions d'euros de Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE).

(3) Correspond aux gains latents sur instruments de change.

Note 24. Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	2011	2010	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM en euros	2 190	4 853	(2 663)
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois [1]	777	726	51
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois [1]	2 722	4 253	(1 531)
TCN moyen et long terme	394	-	394
Obligations en euros	2 908	172	2 736
Autres valeurs mobilières de placement	56	9	47
Valeur brute	**9 050**	**10 016**	**(966)**
Provisions	**(1)**	**(2)**	**1**
VALEUR NETTE	**9 049**	**10 014**	**(965)**

(1) Les TCN court terme en euros comprennent, au 31 décembre 2011, 578 millions d'euros d'actif dédiés.

Note 25. Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2011	2010	Variation
Valeurs mobilières de placement	9 050	10 016	(966)
Disponibilités	3 194	1 576	1 618
Sous-total à l'actif du bilan	**12 244**	**11 592**	**652**
OPCVM en euros	(2 190)	(4 853)	2 663
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(2 722)	(4 079)	1 357
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	(174)	174
Obligations	(2 908)	(172)	(2 736)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus sur VMP supérieurs à 3 mois	(56)	(7)	(49)
TCN en euros moyen et long terme	(394)	-	(394)
VMP incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(8 273)**	**(9 288)**	**1 015**
Achats d'option de change classés en instrument de trésorerie dans le bilan	**-**	**25**	**(25)**
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de *cash pooling*) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	**4**	**20**	**(16)**
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de *cash pooling*) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan	**(7 075)**	**(4 870)**	**(2 205)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE	**(3 100)**	**(2 521)**	**(579)**
Élimination de l'incidence des variations de change			**68**
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			**(94)**
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE			**(605)**

Note 26. Écarts de conversion actif et passif

Les écarts de conversion nets présentent une perte latente de change de 145 millions d'euros. Ils comprennent à l'actif 151 millions d'euros concernant des emprunts en livres sterling non couverts et 82 millions d'euros sur des emprunts et prêts non couverts en dollars et au passif 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des swaps de change.

Note 27. Variation des capitaux propres

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et Primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2009	**924**	**7 796**	**4 448**	**4 580**	**86**	**6 927**	**24 761**
Affectation du résultat 2009	-	3 002	469	(3 471)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	-	(1 109)	-	-	(1 109)
Résultat 2010	-	-	-	1 492	-	-	1 492
Acompte sur dividendes	-	-	(1 054)	-	-	-	(1 054)
Autres variations	-	81	-	-	41	(193)	(71)
Situation au 31 décembre 2010	**924**	**10 879**	**3 863**	**1 492**	**127**	**6 734**	**24 019**
Affectation du résultat 2010	-	-	420	(420)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	3	(1 072)	-	-	(1 069)
Résultat 2011	-	-	-	1 118	-	-	1 118
Augmentation de capital au 24/06/2011	6	300	-	-	-	-	306
Réduction de capital au 28/09/2011	(6)	(318)	-	-	-	-	(324)
Acompte sur dividendes	-	-	(1 053)	-	-	-	(1 053)
Autres variations	-	(46)	-	-	44	(185)	(187)
SITUATION AU 31/12/2011	**924**	**10 815**	**3 233**	**1 118**	**171**	**6 549**	**22 810**

Capital social

Le 24 juin 2011, l'offre publique d'achat et d'échange sur EDF Énergies Nouvelles s'est traduite par une augmentation du capital social d'EDF de 6 millions d'euros et une prime d'émission de 300 millions d'euros, suite à l'émission de 11 945 448 actions nouvelles.

Par décision du Conseil d'administration d'EDF du 28 septembre 2011, le capital social d'EDF a été réduit par annulation de 11 945 448 actions auto-détenues et la différence entre le prix de rachat des actions annulées et leur valeur nominale, soit 318 millions d'euros, a été imputée sur le compte prime d'émission.

Au 31 décembre 2011, le capital social s'élève à 924 433 331 euros, composé de 1 848 866 662 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,4 % par l'État, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,8 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 1 175 594 d'actions auto-détenues (soit 0,1 %).

Variation des capitaux propres

Au 31 décembre 2011, la diminution des capitaux propres de 1 209 millions d'euros se décompose de la façon suivante :

- 1 118 millions d'euros de résultat 2011 ;
- (1 069) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2010, suite à la décision de l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, correspondant à 0,58 euro par action, mis en paiement le 6 juin 2011 ;
- (1 053) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2011, correspondant à 0,57 euro par action, mis en paiement le 16 décembre 2011 ;
- (18) millions d'euros de variations sur le compte prime d'émission résultant des opérations liées à l'offre publique d'achat et d'échange sur EDF Énergies Nouvelles et à l'annulation des titres auto-détenus ;
- (187) millions d'euros d'autres variations correspondant principalement aux reprises nettes de provisions réglementées pour (185) millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, la diminution des capitaux propres de 742 millions

d'euros se décompose de la façon suivante :
- 1 492 millions d'euros de résultat 2010 ;
- (1 109) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2009, suite à la décision de l'Assemblée générale des actionnaires du 18 mai 2010, correspondant à 0,60 euro par action, mis en paiement le 3 juin 2010 ;
- (1 054) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2010, correspondant à 0,57 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2010 ;
- 81 millions d'euros correspondant à l'évolution du traitement comptable des concessions de Forces Hydrauliques : transfert de l'écart net de réévaluation de 1959, du compte de droits du concédant à un compte de réserve spéciale de réévaluation lors du retrait des biens de l'actif. Au 1er janvier 2010, un transfert a ainsi été effectué pour 77 millions d'euros. Pour l'exercice 2010, l'impact est de 4 millions d'euros ;
- (152) millions d'euros d'autres variations correspondant aux reprises nettes de provisions réglementées pour (193) millions d'euros et aux subventions d'investissement reçues pour 41 millions d'euros.

Note 28. Comptes spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	2011	2010
Contre-valeur des biens	100	100
Écarts de réévaluation	1 012	993
Amortissement de caducité	51	31
Droits sur biens des concessions des Forces Hydrauliques	**1 163**	**1 124**
Contre-valeur des biens	1 327	1 275
Financement du concessionnaire non amorti	(772)	(731)
Amortissement du financement du concédant	237	226
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	13	15
Droits sur biens des Concessions de Distribution Publique (1)	**805**	**785**
TOTAL	**1 968**	**1 909**

(1) Les droits sur biens des Concessions de Distribution Publique relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

Note 29. Provisions pour risques et passifs éventuels

	2010	Dotations		Reprises			2011
(en millions d'euros)		Exploitation	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	
Provisions pour pertes de change	110	-	202	-	-	(17)	295
Provisions pour risques sur participations	2	-	-	-	-	-	2
Provisions pour contrats déficitaires	119	61	7	(38)	(1)	-	148
Autres provisions pour risques	118	29	1	(18)	(22)	-	108
PROVISIONS POUR RISQUES	**349**	**90**	**210**	**(56)**	**(23)**	**(17)**	**553**

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 six 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 2011, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis s'élève à 6 993 986 heures, dont 6 965 585 n'ayant pas donné lieu à demande.

Réseau d'Alimentation Générale – Décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Générale (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission a formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de justice de l'Union européenne. Une audience s'est tenue en juillet 2011, et le 20 octobre 2011, l'Avocat général a rendu ses conclusions tendant à annuler l'arrêt du 15 décembre 2009 et renvoyer l'affaire devant le Tribunal. Ces conclusions ne préjugent cependant pas de la décision finale de la Cour de justice, dont l'arrêt est attendu en principe en 2012.

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 et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations qui sont susceptibles de concerner un grand nombre de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats d'EDF.

Contrôles fiscaux

Au cours des années 2008 et 2009, EDF a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006. En fin d'année 2011, l'avis de mise en recouvrement a été adressé à la société. Un des chefs de redressement concerne la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP).

EDF conteste la position de l'administration fiscale concernant la déductibilité de cette provision. En fin d'année 2011, la Commission Nationale des Impôts Directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu un avis favorable à la société sur les principaux chefs de redressement issus du contrôle sur les exercices 2004 à 2006, et a notamment confirmé le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour EDF lié au paiement de l'impôt sur les sociétés pourrait être de l'ordre de 150 millions d'euros.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. La société a reçu fin 2011 une proposition de rectification relative à l'exercice 2008.

EDF conteste la majeure partie de ces redressements d'impôt d'environ 900 millions d'euros relatifs à la déductibilité de certains passifs de long terme. La société estime probable ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ces principaux chefs de redressement.

Note 30. Provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions pour aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales et derniers cœurs sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.14. Elles prennent en compte les prescriptions contenues dans la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application. Conformément à la réglementation sur la sécurisation du financement des charges nucléaires :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont elle est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

30.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Les variations des provisions pour aval du cycle nucléaire se répartissent comme suit :

	2010	Dotations			Reprises		Autres [2]	2011
(en millions d'euros)		Exploitation	Financières [1]	Exceptionnelles	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour gestion du combustible usé	8 852	396	438	-	(540)	(22)	19	9 143
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 508	36	322	-	(150)	-	6	6 722
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**15 360**	**432**	**760**	**-**	**(690)**	**(22)**	**25**	**15 865**

(1) Charges financières d'actualisation.

(2) Correspond à la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié, la contrepartie étant comptabilisée dans les comptes de stocks.

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée est la suivante :

	2011		2010	
(en millions d'euros)	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Provisions pour gestion du combustible usé	14 844	9 143	14 386	8 852
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	23 801	6 722	23 017	6 508
TOTAL DES PROVISIONS AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**38 645**	**15 865**	**37 403**	**15 360**

30.1.1 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 et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement, y compris le conditionnement et l'entreposage des matières recyclables et des déchets, issus de ce traitement.

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.

Les charges sont calculées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes. Leur évaluation est fondée notamment sur les contrats conclus avec AREVA.

Pour le combustible chargé en réacteur et non encore irradié, les provisions sont constituées en contrepartie d'un accroissement de la valeur du combustible comptabilisée dans les comptes de stocks.

30.1.2 Provisions pour charges de gestion à long terme des 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 colis de 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 des centrales 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 de la valeur 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, devenue depuis la Direction Générale de l'Énergie et du Climat DGEC) 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.

Un partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets a été institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique en lui faisant bénéficier de toutes les compétences de la filière nucléaire française. Ce partenariat prévoit la réalisation d'études conjointes sur des problématiques ciblées et l'organisation d'une interface entre l'équipe projet ANDRA et les exploitants nucléaires, permettant à ceux-ci d'intervenir de façon informée et pertinente dans la gouvernance du projet. L'ANDRA a rédigé un cahier des charges pour les études d'esquisse à mener en 2012 par une maîtrise d'œuvre prenant en compte, en référence ou sous forme de variantes, une grande partie des options de conception proposées par les producteurs. Le chiffrage ne pourra reprendre que lorsque ces études auront été menées à leur terme. In fine, le nouveau coût de référence du stockage MA-HAVL devra être établi avant le débat public prévu en 2013.

Concernant la provision pour les déchets de faible activité vie longue (FAVL), suite au désistement des deux communes sélectionnées par l'ANDRA, le processus de recherche de site est suspendu. L'ANDRA doit remettre au Gouvernement, en fin d'année 2012, un rapport proposant différents scénarios de gestion des déchets FAVL et les conditions de reprise du processus de recherche de site (au plus tôt en 2013). Malgré des risques de retard significatifs et compte tenu des risques financiers associés, le calcul de la provision associée au stockage des déchets FAVL n'a pas été remis en cause et devrait permettre de couvrir la plupart des scénarios alternatifs étudiés actuellement en collaboration entre EDF et l'ANDRA.

30.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs

Les variations des provisions pour déconstruction et pour dépréciation des derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	2010	Dotations		Reprises		Autres	2011
		Exploitation	Financières [1]	Suite à utilisation	Provision sans objet		
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques	482	-	25	(62)	(1)	32	476
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 031	-	552	(224)	-	7	11 366
Provisions derniers cœurs	1 906	11	95	-	-	-	2 012
TOTAL	**13 419**	**11**	**672**	**(286)**	**(1)**	**39**	**13 854**

(1) Charges financières d'actualisation.

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée est la suivante :

(en millions d'euros)	2011		2010	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques	662	476	657	482
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	21 108	11 366	20 903	11 031
Provisions pour derniers cœurs	3 888	2 012	3 792	1 906
TOTAL DES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**25 658**	**13 854**	**25 352**	**13 419**

30.2.1 Provisions pour déconstruction des centrales thermiques à flamme et hydrauliques

Les charges liées à la déconstruction des centrales sont calculées à partir d'études régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre en 2011 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

Pour les centrales en exploitation, un actif corporel est créé en contrepartie de la provision.

30.2.2 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Ces provisions concernent la déconstruction des centrales nucléaires de la filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP) en exploitation et des centrales nucléaires arrêtées définitivement.

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 pour un usage industriel.

Pour les centrales en exploitation, un actif corporel a été créé en contrepartie de la provision.

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements effectifs du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Pour les centrales en exploitation (filière REP paliers 900 MW, 1300 MW et N4)
Les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence en euro/MW, confirmant les hypothèses de la Commission PEON datant de 1979. Cette évaluation a été confirmée par une étude effectuée par l'entreprise en 1999 et ciblée sur un site déterminé, puis par une nouvelle évaluation effectuée en 2009 selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction d'un site REP de 4 tranches 900 MW prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;
- le réexamen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Des études d'intercomparaison internationale réalisées par un cabinet externe spécialisé ont permis de corroborer les résultats de cette étude. Cette étude a abouti à un chiffrage des coûts de déconstruction qui

confirme l'évaluation de la provision constituée jusqu'à présent et valide les coûts de référence utilisés exprimés en euro/MW.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement (centrales UNGG, centrale de Creys-Malville, centrales de Brennilis et de Chooz A).
La provision est évaluée à partir de devis (coûts et plannings) mis à jour en 2008, et qui prennent en compte l'évolution des hypothèses techniques et financières, le retour d'expérience sur les opérations de déconstruction en cours et une étude d'intercomparaison. Ces devis feront l'objet d'un réexamen dans le courant de l'année 2012.

30.2.3 Provision pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

30.3 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

30.3.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal 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.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement des OAT françaises disponible 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 la détermination du taux d'actualisation consiste à privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long terme.

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond réglementaire instauré par ailleurs par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il 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 » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

30.3.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macro-économiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

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.

	Coût provisionné en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2011	2010	2011		2010	
(en millions d'euros)			0,25 %	-0,25 %	0,25 %	-0,25 %
Aval du cycle nucléaire						
Gestion du combustible usé	9 143	8 852	(200)	213	(197)	210
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	6 508	(412)	471	(401)	457
Déconstruction et derniers cœurs						
Déconstruction des centrales nucléaires	11 366	11 031	(544)	576	(543)	577
Dépréciation des derniers cœurs	2 012	1 906	(81)	87	(81)	87
TOTAL	**29 243**	**28 297**	**(1 237)**	**1 347**	**(1 222)**	**1 331**

Note 31. Avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

	31/12/2010	Augmentation		Diminution		31/12/2011
(en millions d'euros)		Charges exploitation [1]	Charges financières	Reprises d'exploitation [2]	Reprises financières [3]	
Avantages postérieurs à l'emploi	9 560	435	865	(687)	(321)	9 852
Avantages long terme	707	80	34	(79)	-	742
PROVISIONS POUR AVANTAGES AU PERSONNEL	**10 267**	**515**	**899**	**(766)**	**(321)**	**10 594**

(1) Dont 343 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 164 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles.
(2) Dont 738 millions d'euros au titre des prestations servies et 28 millions d'euros au titre des écarts actuariels.
(3) Dont 321 millions d'euros au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2010	**17 821**	**(6 712)**	**11 109**	**(82)**	**(760)**	**10 267**
Charge nette de l'exercice 2011	1 319	(322)	997	8	60	1 065
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	359	(92)	267	-	(267)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(441)	(441)	-	-	(441)
Prestations versées	(732)	435	(297)	-	-	(297)
SOLDE AU 31/12/2011	**18 767**	**(7 132)**	**11 635**	**(74)**	**(967)**	**10 594**

Le montant de l'écart d'expérience représente une perte actuarielle de 122 millions d'euros.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Coût des services rendus de l'exercice	343	300
Charges d'intérêts (actualisation)	899	841
Rendement escompté des actifs de couverture	(321)	(328)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	59	25
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	76	104
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	1	3
Coût des services passés	8	10
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**1 065**	**955**
dont :		
Résultat d'exploitation [1]	487	442
Résultat financier	578	513

(1) Correspond aux dotations d'exploitation (515 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (28 millions d'euros).

31.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi *(en millions d'euros)*	31/12/2010	Augmentation		Diminution		31/12/2011
		Charges exploitation	Charges financières	Reprises d'exploitation	Reprises financières	
Retraites	8 088	317	720	(562)	(305)	8 258
Charges CNIEG	400	6	19	(14)	-	411
Avantages en nature énergie	699	73	84	(58)	-	798
Indemnités de fin de carrière	1	29	24	(41)	(16)	(3)
Autres avantages	372	10	18	(12)	-	388
TOTAL	**9 560**	**435**	**865**	**(687)**	**(321)**	**9 852**

Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2011 *(en millions d'euros)*	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	14 912	(6 762)	-	108	8 258
Charges CNIEG	338	-	-	73	411
Avantages en nature énergie	1 875	-	-	(1 077)	798
Indemnités de fin de carrière	501	(357)	(72)	(75)	(3)
Autres avantages	399	(13)	(2)	4	388
TOTAL	**18 025**	**(7 132)**	**(74)**	**(967)**	**9 852**

L'augmentation des engagements au titre de l'avantage en nature énergie observée en 2011 est principalement liée à la prise en charge par l'employeur de la hausse des taxes sur l'électricité (dont CSPE et taxes locales sur l'électricité). Cet effet a été considéré comme un changement d'hypothèses et se traduit donc par une augmentation des écarts actuariels non comptabilisés.

Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2010 *(en millions d'euros)*	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	14 529	(6 344)	-	(97)	8 088
Charges CNIEG	376	-	-	24	400
Avantages en nature énergie	1 340	-	-	(641)	699
Indemnités de fin de carrière	490	(355)	(79)	(55)	1
Autres avantages	379	(13)	(3)	9	372
TOTAL	**17 114**	**(6 712)**	**(82)**	**(760)**	**9 560**

31.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2010	Augmentation		Diminution		31/12/2011
		Charges exploitation	Charges financières	Reprises d'exploitation	Reprises financières	
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	595	73	29	(65)	-	632
Médailles du travail	85	5	4	(9)	-	85
Divers	27	2	1	(5)	-	25
TOTAL	**707**	**80**	**34**	**(79)**	**-**	**742**

31.3 Actifs de couverture

Ce poste comprend les actifs de couverture des engagements sociaux à hauteur de 7 132 millions d'euros au 31 décembre 2011 affectés principalement à la couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière. Ils sont constitués de contrats d'assurances.

Les placements au sein des contrats se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2011	31/12/2010
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	**6 762**	**6 344**
dont en % :		
Actions	25,7 %	30,1 %
Obligations et monétaires	74,3 %	69,9 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	**357**	**355**
dont en % :		
Actions	39,4 %	46,8 %
Obligations et monétaires	60,6 %	53,2 %
Actifs de couverture – autres avantages	**13**	**13**
TOTAL	**7 132**	**6 712**

31.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 5 % au 31 décembre 2011 (comme au 31 décembre 2010) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 2 % ;
- l'évolution du SNB est estimée à 2 %, hors inflation ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 15,7 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent au 01/01/2011 inclut l'évolution des taxes assises sur le tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques du régime spécial des retraites est de 4,7 % ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 4,61 % ;
- le taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'État d'une duration comparable – OAT 2032, d'une duration de 14 ans homogène avec celle des engagements au personnel, auquel a été ajouté un *spread* calculé sur les entreprises non financières de première catégorie également d'une duration comparable.

L'application de cette méthode a conduit EDF à maintenir le taux d'actualisation à 5 % pour l'exercice 2011.

Note 32. Provisions pour autres charges

Provisions pour charges relatives *(en millions d'euros)*	2010	Dotations	Reprises		2011
		Exploitation	Suite à utilisation	Sans objet	
Au personnel	105	67	(76)	(3)	93
Aux réparations et à l'entretien [1]	236	81	(78)	-	239
Aux autres charges [2]	408	184	(227)	(60)	305
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**749**	**332**	**(381)**	**(63)**	**637**

(1) Cette rubrique concerne les révisions décennales des centrales nucléaires et des centrales thermiques à flamme.

(2) Cette rubrique comprend notamment, au 31 décembre 2011, 132 millions d'euros de provisions pour charges concernant des organismes sociaux (125 millions d'euros au 31 décembre 2010). La provision relative au Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché a été reprise en 2011 en totalité (173 millions d'euros).

Note 33. Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2011	Montant brut au 31/12/2010
	Échéance à -1 an	Échéance de 2 à 5 ans	Échéance à +5 ans		
Emprunts obligataires	667	12 038	23 563	36 268	34 483
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	-	-	450	450	100
Autres emprunts	3 373	1	1	3 375	3 276
Dettes financières diverses					
Avances sur consommation	21	49	20	90	134
Autres dettes	1 176	2	-	1 178	1 385
Dettes financières	**5 237**	**12 090**	**24 034**	**41 361**	**39 378**
Avances et acomptes reçus des clients (1)	**5 444**	**-**	**-**	**5 444**	**4 873**
Fournisseurs et comptes rattachés					
Factures parvenues	2 518	-	-	2 518	2 782
Factures non parvenues	5 270	5	-	5 275	6 176
Dettes fiscales et sociales (2)	**5 575**	**-**	**-**	**5 575**	**5 335**
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés					
Factures parvenues	606	-	-	606	494
Factures non parvenues	775	-	-	775	929
Autres dettes					
Clients créditeurs	51	-	-	51	82
Autres comptes créditeurs (3)	15 706	-	-	15 706	11 415
Dettes d'exploitation d'investissements et divers	**30 501**	**5**	**-**	**30 506**	**27 213**
Instruments de trésorerie (4)	**619**	**794**	**476**	**1 889**	**1 259**
Produits constatés d'avance (5)	**695**	**1 225**	**3 265**	**5 185**	**5 244**
TOTAL	**42 496**	**14 114**	**27 775**	**84 385**	**77 967**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels.

(2) En 2011, le poste comprend un montant de 579 millions d'euros de CSPE sur l'énergie livrée non encore facturée contre 344 millions d'euros en 2010.

(3) Le montant des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales s'élève à 13 782 millions en 2011 contre 9 323 millions d'euros en 2010. Le solde des conventions de placements comprend notamment 3 370 millions d'euros avec la filiale ERDF (contre 2 960 millions d'euros en 2010), 1 137 millions d'euros avec la filiale EDF Energy (contre 116 millions d'euros en 2010) et 1 180 millions d'euros avec la filiale EDF Trading. Le solde de la convention de trésorerie avec la filiale EDF International s'élève à 3 990 millions d'euros en 2011 contre 277 millions d'euros en 2010.

(4) Correspond pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2011, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 818 millions d'euros (2 724 millions d'euros en 2010). Ce montant inclut notamment une avance de 513 millions d'euros versée par Enel dans le cadre du partenariat industriel conclu autour de l'EPR de Flamanville. Cette avance fait l'objet de conditions contractuelles spécifiques qui autorisent Enel – en cas de survenance – à se désengager financièrement et opérationnellement de ce projet, avec pour conséquence l'obligation pour EDF de procéder à son remboursement.

Les produits constatés d'avance intègrent également l'avance d'un montant initial de 1,7 milliard d'euros versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

Note 34. Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2010	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change	Autres	Solde au 31/12/2011
Emprunts en euros	737	188	-		-	925
Emprunts en devises	8 602	-	-	324	-	8 926
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	19 688	300	656		-	19 332
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	5 456	1 427	62	264	-	7 085
Emprunts obligataires	**34 483**	**1 915**	**718**	**588**	**-**	**36 268**
Emprunts long terme en euros	100	350	-		-	450
Emprunts auprès des établissements de crédit	**100**	**350**	**-**	**-**	**-**	**450**
Billets de trésorerie en euros (BTR) (1)	480	1 009	-		-	1 489
Papier commercial en devises (2)	2 791	-	978	69	-	1 882
Emprunts contractuels à caractère financier	5	-	1	-	-	4
Autres emprunts	**3 276**	**1 009**	**979**	**69**	**-**	**3 375**
Total emprunts	**37 859**	**3 274**	**1 697**	**657**	**-**	**40 093**
Avances sur consommation	**134**	**-**	**-**	**-**	**(44)**	**90**
Avances diverses	404	-	-	-	(286)	118
Comptes bancaires créditeurs	1	-	-	-	86	87
Débits bancaires différés	39	-	-	-	17	56
Intérêts à payer	941	-	-	-	(24)	917
Total autres dettes financières diverses	**1 385**	**-**	**-**	**-**	**(207)**	**1 178**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**39 378**	**3 274**	**1 697**	**657**	**(251)**	**41 361**

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.
(2) Les remboursements sont nets des émissions de l'exercice.

EDF a procédé en 2011 à plusieurs émissions obligataires auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux pour un montant de 1 915 millions d'euros.

Les émissions d'emprunts en euros d'un montant de 188 millions d'euros se décomposent ainsi :
- 144 millions d'euros à taux fixe de 4,8 % à échéance décembre 2031 ;
- 44 millions d'euros à taux fixe de 4,6 % à échéance décembre 2031.

Les émissions des Euro-Medium Term Notes d'un montant de 1 727 millions d'euros se décomposent ainsi :
- 300 millions d'euros à taux fixe de 3,9 % à échéance décembre 2019 ;
- 1 250 millions de livres sterling, soit 1 427 millions d'euros à taux fixe de 5,5 % à échéance octobre 2041.

Les remboursements Euro-Medium Term Notes pour un montant de 718 millions d'euros se décomposent ainsi :
- 545 millions d'euros d'emprunts arrivés à échéance ;
- 173 millions d'euros de remboursement réalisés par anticipation.

34.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments		Structure de la dette au bilan après couvertures			
	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		**22 200**		**55**		**10 660**		**32 860**		**84**
II - Autres devises										
CHF	2 760	2 271	13	6	(2 760)	(2 271)	-	-	-	-
GBP	5 285	6 327	35	16	(1 551)	(1 856)	3 734	4 471	71	11
JPY	177 400	1 771	10	4	(177 400)	(1 771)	-	-	-	-
USD	9 735	7 524	42	19	(7 325)	(5 661)	2 410	1 863	29	5
Total II		**17 893**	**100**	**45**		**(11 559)**		**6 334**	**100**	**16**
TOTAL I + II		**40 093**		**100**		**(899)**		**39 194**		**100**

Les nominaux des instruments, présentés en engagements, ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.
L'incidence des instruments sur les emprunts euros se traduit par une augmentation de 10 660 millions d'euros, et par une diminution de 11 559 millions d'euros pour ceux en devises ne faisant pas partie de la zone euro. Au total, le volume des emprunts long terme est minoré de 899 millions d'euros, passant de 40 093 millions d'euros à 39 194 millions d'euros.

34.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

(en millions d'euros)	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments	Structure de la dette au bilan après couverture		
	Montants	% au 31/12/2011	% au 31/12/2010	Montants	Montants	% au 31/12/2011	% au 31/12/2010
Emprunts long terme et EMTN	35 713			(5 565)	30 148		
Emprunts court terme	3 371			(1 424)	1 947		
Dette à taux fixe	**39 084**	**97**	**98**	**(6 989)**	**32 095**	**82**	**92**
Emprunts long terme et EMTN	1 009			4 667	5 676		
Emprunts court terme	-			1 423	1 423		
Dette à taux variable	**1 009**	**3**	**2**	**6 090**	**7 099**	**18**	**8**
TOTAL	**40 093**	**100**	**100**	**(899)**	**39 194**	**100**	**100**

Note 35. Instruments financiers

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.

	31/12/2011		31/12/2010	
(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	-	-	-	-
Achats de contrats FRA EUR	-	-	600	550
Swaps de taux court terme				
EUR	3 428	3 428	3 220	3 220
Swaps de taux long terme				
EUR	6 113	6 113	4 311	4 311
USD	271	271	-	-
CHF	494	494	480	480
GBP	1 246	1 246	1 211	1 211
JPY	469	469	433	433
Sous-total	**12 021**	**12 021**	**10 255**	**10 205**
2 - Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	16 684	17 428	15 797	21 672
CAD	480	480	-	-
USD	3 199	2 267	6 133	1 277
GBP	13 968	14 283	14 927	14 264
CHF	-	-	-	5
HUF	397	362	355	314
PLN	479	390	523	254
JPY	-	100	18	98
Autres	377	378	-	-
Options de change				
Achat d'options				
EUR	-	-	2 072	626
GBP	-	-	407	1 290
HUF	-	-	-	44
PLN	-	-	-	296
USD	-	-	214	439
Vente d'options				
EUR	-	-	1 554	622
GBP	-	-	418	883
HUF	-	-	36	44
PLN	-	-	101	340
USD	-	-	75	262
Swaps de capitaux long terme				
EUR	7 417	23 374	8 225	24 348
JPY	1 770	-	1 682	-
USD	5 642	-	5 837	225
GBP	14 689	6 933	15 067	7 540
CHF	2 603	332	2 207	-
HUF	26	26	109	109
PLN	-	72	-	-
Sous-total	**67 731**	**66 425**	**75 757**	**74 952**
3 - Swaps de titrisation	**1 125**	**1 125**	**1 193**	**1 193**
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**80 877**	**79 571**	**87 205**	**86 350**

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contre-valorisées aux cours de change du 31 décembre 2011 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)	2011	2010
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	66	141
Gains ou pertes latents	(71)	(73)
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA, option) (1)	(67)	(20)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA)	100	60
Instrument de change réalisé (currency swap)	(7)	6

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

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.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2011 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
Swaps long terme, caps et floors	61	697
Swaps court terme	(2)	(3)
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	(167)	(94)
Swaps de capitaux long terme	1 245	1 503
TOTAL	**1 137**	**2 103**

Note 36. Engagements et opérations non inscrites au bilan

Au 31 décembre 2011, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

	Échéances				2011	2010
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	**12 705**	**19 254**	**11 325**	**15 439**	**58 723**	**49 619**
Engagements liés à l'exploitation						
- Engagements d'achats de combustible et d'énergie	5 090	12 978	10 301	14 735	43 104	34 603
- Engagements sur commandes d'exploitation ou d'immobilisation	3 865	4 803	529	112	9 309	7 249
- Autres engagements liés à l'exploitation (1)	822	1 341	379	589	3 131	2 838
Engagements liés au financement	2 928	132	116	3	3 179	4 917
Engagements liés aux investissements	-	-	-	-	-	12
Engagements hors bilan reçus	**3 932**	**7 806**	**34**	**6**	**11 778**	**12 209**
Engagements liés à l'exploitation (1)	880	951	33	6	1 870	1 939
Engagements liés au financement	3 052	6 855	1	-	9 908	10 270

(1) Les engagements sont recensés sans tenir compte de leur caractère de réciprocité.

36.1 Engagements hors bilan donnés

36.1.1 Engagements liés à l'exploitation

36.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

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 de l'électricité, du gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que du combustible nucléaire sur 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 2011, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	Échéances				2011	2010
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité	1 587	3 617	3 332	8 952	17 488	13 652
Achats de gaz et autres énergies	1 391	4 040	1 797	1 938	9 166	5 333
Achats de combustibles nucléaires	2 112	5 321	5 172	3 845	16 450	15 618
ENGAGEMENTS D'ACHATS	**5 090**	**12 978**	**10 301**	**14 735**	**43 104**	**34 603**

Achats d'électricité

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon, ainsi que de l'électricité produite par les centrales des filiales EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, 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, petite hydraulique, photovoltaïque – ou valorisant les déchets organiques.

Pour l'année 2011, le volume d'achats s'élève à 32,8 TWh, dont 11,7 TWh pour la cogénération, 11,6 TWh pour l'éolien, 3 TWh pour l'hydraulique, 2,8 TWh pour l'incinération de déchets et 1,8 TWh pour le photovoltaïque.

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) *via* la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE).

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.

En 2011, EDF a également signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque dont la mise en service est prévue fin 2015.

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 combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible. L'augmentation des engagements résulte principalement de la signature de nouveaux contrats en 2011.

36.1.1.2 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations

Il s'agit d'engagements pour 9,3 milliards d'euros pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours, dont 1,3 milliard d'euros liés à la construction de la centrale de type EPR 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 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 2,1 milliards d'euros à EDF Energy.

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.

36.2 Engagements hors bilan reçus

36.2.1 Engagements liés à l'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de ventes de prestations aux filiales à l'étranger pour 852 millions d'euros ;
- des quotas d'émissions de gaz à effet de serre restant à recevoir au titre de l'allocation par l'État pour la période 2012 valorisés à 161 millions d'euros (soit 22 millions de tonnes de CO_2) ;
- des garanties reçues dans le cadre des ventes ARENH. Les livraisons d'électricité effectuées par EDF aux opérateurs dans le cadre de la loi NOME font l'objet d'une garantie autonome à première demande. Le montant de cette garantie correspond à 1,5 fois le volume mensuel moyen d'électricité de la notification de cession annuelle d'électricité de la CRE valorisé au prix de l'ARENH en vigueur.

36.2.2 Engagements liés au financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit pour 9,9 milliards d'euros dont dispose EDF auprès de différentes banques, dont une ligne de crédit de 4 milliards d'euros renégociée en 2010 et portant la maturité à 5 ans et une ligne de 3 milliards d'euros auprès d'un pool bancaire pour la gestion du risque de liquidité.

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.

Dans le cadre du contrat de partenariat conclu en 2008 avec Exeltium, EDF a démarré le 1er mai 2010 les livraisons d'électricité aux industriels électro-intensifs, le total des livraisons étant de l'ordre de 310 TWh sur une durée pouvant aller jusqu'à 24 ans.

Dans le cadre de la loi NOME (voir note 2.1), la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a notifié à EDF le volume global à céder aux fournisseurs au titre de la deuxième période de livraison, soit du 1er janvier 2012 au 31 décembre 2012. L'énergie totale à livrer sur cette période s'élève à 60,73 TWh.

Enfin, 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 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 pour une première période de cinq ans, de 2008 à 2012, un prix moyen de fourniture en euros courants fixé à 44,6 euros/MWh pour 2011 (42 euros/MWh pour 2010) et qui augmentera 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.

Par ailleurs, lors de la prise de participation d'EDF dans EnBW en 2001, EDF s'était engagé auprès de la Commission européenne à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production à hauteur de 5,4 GW, soit environ 40 TWh/an. Cet engagement a été pris début 2001 afin de favoriser l'accès de concurrents au marché français dans un contexte de marché de gros encore inexistant, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit, en principe, jusqu'au 7 février 2006.

Suite au rachat des participations d'EDF International dans EnBW par le Land de Baden-Württemberg le 17 février 2011, la Commission européenne a été contactée pour mettre fin aux engagements acceptés par EDF en 2001 lors de sa prise de participation dans EnBW. Ceux-ci concernent notamment les dispositions liées aux enchères de capacité dites VPP ou *Virtual Power Plant*.

La Commission européenne a fait savoir à EDF, le 30 novembre 2011, qu'elle donnait une suite favorable à cette demande. Cette décision met donc un terme définitif aux enchères VPP à compter de ce jour.

La sortie des engagements ne remet pas en cause les droits acquis lors des précédentes enchères, y compris celle du 30 novembre 2011.

Note 37. Environnement

37.1 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Pour l'année 2011, le volume total des quotas d'émissions de gaz à effet de serre alloués à EDF s'élève à 17 millions de tonnes.

Le volume des émissions s'élève au 31 décembre 2011 à 14 millions de tonnes (19 millions de tonnes au 31 décembre 2010).

Les quotas d'émissions de gaz à effet de serre restant à recevoir pour la période 2012 au titre de l'allocation par l'État sont estimés à 22 millions de tonnes.

37.2 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

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'est élevé à 29 849 GWh cumac. Cette obligation a été respectée.

Une période transitoire allant du 1er juillet 2009 au 31 décembre 2010 a été nécessaire pour la mise au point du dispositif législatif et réglementaire de la deuxième période : la loi Grenelle II précisant les modalités du dispositif des CEE a été votée le 12 juillet 2010 (loi n° 2010-788). Les deux décrets d'application de cette loi et les arrêtés correspondants ont été publiés le 30 décembre 2010, officialisant ainsi un démarrage de la deuxième période au 1er janvier 2011 pour une durée de trois ans. Les volumes de CEE obtenus au cours de la période transitoire contribuent à l'atteinte de l'obligation de la deuxième période.

Cette deuxième période se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences réglementaires pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie. L'obligation d'EDF sera calculée *a posteriori* à partir de ses volumes de ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2012.

EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation deuxième période grâce à des offres d'efficacité énergétique portées sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

37.3 Fonds Carbone

Dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le groupe EDF a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émissions de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émissions, appelés crédits d'émission (*Carbon Emission Reduction*, CER).

Ce fonds associe EDF et certaines de ses filiales européennes 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. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Au 31 décembre 2011, le Fonds Carbone n'a pas d'impact significatif sur les états financiers d'EDF.

Note 38. Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la société sont le Président du Conseil d'administration et les administrateurs. Il est précisé 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 montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2011	2010
Président-Directeur Général	1 560 528	1 168 864 (1)
Administrateurs	147 000	147 000

(1) Ce montant inclut 10 000 euros de jetons de présence dus au titre de l'exercice 2009 (jusqu'à la nomination de Monsieur Henri Proglio en qualité de Président-Directeur Général) versés en 2010.

Note 39. Événements postérieurs à la clôture

39.1 Émission d'un emprunt obligataire

EDF a reçu le 18 janvier 2012 les fonds provenant d'une émission obligataire d'une maturité de 10 ans libellée en euros, pour un montant de 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 3,875 %.

39.2 Renforcement du partenariat à long terme dans l'uranium naturel avec AREVA

Le 10 février 2012, EDF et AREVA se sont mis d'accord sur les principes d'un partenariat long terme pour la fourniture d'uranium naturel sur la période 2014-2030, au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement et de la compétitivité du parc nucléaire français.

Portant sur un volume global pouvant atteindre plus de 20 000 tonnes, les principes convenus prévoient le prolongement du contrat d'approvisionnement à partir des mines d'AREVA existantes, et ouvrent la perspective à une participation d'EDF au financement du développement d'un nouveau projet minier, en contrepartie d'une part de sa production future. Ces principes seront déclinés en une série d'accords qui seront soumis à l'approbation des organes de gouvernance des deux groupes.

Ce nouveau partenariat industriel et financier conforte AREVA comme partenaire de référence d'EDF pour son approvisionnement en uranium naturel dont il fournit près de 40 % des besoins annuels.

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2011

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 2011, sur :
- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France SA (« la Société »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.14 et 30 de l'annexe, qui résulte comme indiqué en note 1.2, des meilleures estimations de la Direction. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

Les estimations comptables concourant à la préparation des comptes ont été réalisées par la Société dans un environnement incertain, lié à la crise des finances publiques de certains pays de la zone euro. Cette crise s'accompagne d'une crise économique et de liquidité ainsi que d'incertitudes sur l'évolution des prix des matières premières et de l'électricité qui rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques. C'est dans ce contexte que, en application des dispositions de l'article L.823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et que nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Les notes 1.3, 1.7 et 1.15 de l'annexe décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non relevée non facturée, de valorisation des immobilisations financières, ainsi que la détermination des provisions 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 de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Estimations comptables
Les notes 1.2, 1.14 et 29, 1.15 et 31 de l'annexe exposent respectivement les principales estimations de la Direction ainsi que les hypothèses retenues pour l'évaluation des provisions pour risques et passifs éventuels, et des provisions et engagements en faveur du personnel.

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations dans le contexte rappelé ci-dessus, notamment les données et hypothèses sur lesquelles ces dernières sont fondées, 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 états financiers restituent une information appropriée.

S'agissant des litiges et procédures contentieuses, notre appréciation du bien-fondé des provisions retenues s'est notamment appuyée sur les opinions juridiques mises à notre disposition et sur notre propre appréciation des faits et circonstances qui les caractérisent.

Procédures de contrôle
La note 2.1 de l'annexe décrit le cadre réglementaire applicable au dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1er juillet 2011. Nos contrôles de ces opérations s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Société, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur 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.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 15 février 2012

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Bernard Cattenoz	Jacques-François Lethu	Alain Pons	Patrick E. Suissa

E.

Table de concordance rapport financier annuel

Table de concordance rapport financier annuel

Le présent document de référence inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2011 établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

	Sections du document de référence
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Section 1.2
Comptes annuels d'EDF	Annexe D
Comptes consolidés du groupe EDF	Section 20.1
Élements du rapport de gestion	Chapitre 9 (activité du Groupe) Chapitre 4 (risques) Section 21.1.4 (autorisations financières) Chapitres 18 et 21 (informations relatives à la structure et à la composition du capital, à l'exercice des droits de vote) Chapitres 14 et 16 (Conseil d'administration et gouvernement d'entreprise) Chapitre 15 (rémunerations) Section 21.1.3 (programme de rachat d'actions)
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF	Annexe D
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe EDF	Section 20.2

Annexe .E

Table de concordance
rapport financier annuel

F.

Projet de résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 et rapport des Commissaires aux comptes sur les opérations sur le capital

F. Annexe

Projet de résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 et rapport des Commissaires aux comptes sur les opérations sur le capital

Ordre du jour

À titre ordinaire

- Approbation des rapports et des comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2011.
- Approbation des rapports et des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011.
- Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2011, tel que ressortant des comptes annuels, et fixation du dividende.
- Conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce.
- Autorisation conférée au Conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société.

À titre extraordinaire

- Délégation de compétence au Conseil d'administration pour procéder à l'émission d'actions ou de valeurs mobilières avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires.
- Délégation de compétence au Conseil d'administration pour procéder à l'émission, par voie d'offres au public, d'actions ou de valeurs mobilières, avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires.
- Délégation de compétence au Conseil d'administration pour procéder à l'émission, par voie d'offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, d'actions ou de valeurs mobilières, 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 de plans d'épargne.
- Autorisation au Conseil d'administration de réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues.
- Modification de l'article 18 des statuts.
- Modification de l'article 20 des statuts.

À titre ordinaire et extraordinaire

- Pouvoirs pour formalités.

Projet de résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012

À titre ordinaire

Première résolution

(Approbation des rapports et des comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2011)

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, approuve les comptes sociaux de l'exercice clos le 31 décembre 2011, 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 1 118 380 266,99 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 1 822 405 euros au titre de l'exercice 2011 et que l'impôt y afférent s'élève à 657 888 euros.

Deuxième résolution

(Approbation des rapports et des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2011)

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 2011, 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 2011, tel que ressortant des comptes sociaux, et fixation 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, compte tenu du report à nouveau créditeur de 4 287 642 243,92 euros et avant imputation de l'acompte sur dividende mentionné ci-après, s'élève à 5 406 022 510,91 euros ;
- décide de fixer le montant du dividende à 1,15 euro par action ;
- prend acte que, compte tenu de l'acompte sur dividende d'un montant de 0,57 euro par action ayant été mis en paiement le 16 décembre 2011, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2011 s'élève à 0,58 euro par action ;
- décide d'affecter le solde du bénéfice distribuable au report à nouveau.

Le montant global du dividende (en ce compris le montant global de l'acompte sur dividende visé ci-dessus) s'élève, sur la base du nombre d'actions constituant le capital social au 31 décembre 2011, au maximum à 2 126 196 661,30 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.

L'Assemblée générale confère tous pouvoirs au Conseil d'administration à l'effet de déterminer, notamment en considération du nombre d'actions détenues par la Société à la date de la mise en paiement, le montant global du dividende et en conséquence le montant du solde du bénéfice distribuable qui sera affecté au poste « report à nouveau ».

La date de détachement du dividende est le 1er juin 2012 et le solde du dividende à distribuer sera mis en paiement le 6 juin 2012.

Lorsqu'il est versé à des personnes physiques fiscalement domiciliées en France, le dividende est éligible en totalité à l'abattement de 40 % prévu par l'article 158, 3-2° du Code général des impôts. Par ailleurs, une option est ouverte pour l'assujettissement du montant brut du dividende à un prélèvement forfaitaire libératoire au taux de 21 % dans les conditions prévues à l'article 117 *quater* du Code général des impôts.

Il est rappelé que les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action *(en euros)*	Dividende total distribué (1) *(en euros)*	Quote-part du dividende éligible à l'abattement (2)
2008	1 822 171 090	1,28	2 328 200 485,12	100 %
2009	1 848 866 662	1,15	2 111 146 365,85	100 %
2010	1 848 866 662	1,15	2 122 291 972,68	100 %

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Abattement de 40 % mentionné au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts.

Quatrième résolution

(Conventions visées 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 la convention qui y est visée.

Cinquième résolution

(Autorisation conférée 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 24 mai 2011, par sa 10e résolution, d'acheter des actions de la Société ;
- 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 donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière, immédiatement ou à terme, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations de la Société (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 ou d'apport,
  - 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 ou anciens salariés dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce, 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),
  - de réduire le capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés, sous réserve de l'adoption par la présente Assemblée générale de la 14e résolution.

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, étant précisé que lorsque les actions sont rachetées pour assurer la liquidité de l'action EDF dans les conditions définies ci-dessus, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de cette limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de la présente autorisation ;
- 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.

L'Assemblée générale confère tous pouvoirs au Conseil d'administration 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

Sixième résolution

(Délégation de compétence au Conseil d'administration pour procéder à l'émission d'actions ou de valeurs mobilières, 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 mixte de la Société du 18 mai 2010, par sa 8e résolution ;
- délègue au Conseil d'administration sa compétence pour décider l'émission, en une ou plusieurs fois, 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 en une ou plusieurs fois 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 45 000 000 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 6e, 7e, 8e, 9e, 11e et 12e 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, étant précisé que ce montant est commun à l'ensemble des titres de créance dont l'émission serait réalisée sur le fondement des 6e, 7e, 8e, 9e, 11e et 12e 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. En cas d'attribution gratuite de bons autonomes de souscription d'actions, 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.

Le Conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, à l'effet notamment de déterminer les caractéristiques des valeurs mobilières à créer, fixer la date de jouissance, même rétroactive, des titres à émettre et le cas échéant les conditions de leur rachat, suspendre, le cas échéant, l'exercice des droits d'attribution d'actions de la Société attachés aux valeurs mobilières conformément à la réglementation en vigueur, procéder à tous ajustements destinés à prendre en compte l'incidence d'opérations sur le capital de la Société, fixer les modalités suivant lesquelles sera assurée, le cas échéant, la préservation des droits des titulaires des valeurs mobilières donnant à terme accès à des actions de la Société, modifier les modalités des titres qui seraient émis en vertu de la présente résolution, pendant la durée de vie des titres concernés et dans le respect des formalités applicables, procéder à toutes imputations sur la ou les prime(s) d'émission et généralement prendre toutes les mesures utiles pour la bonne fin des émissions.

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.

Septième résolution

(Délégation de compétence au Conseil d'administration pour procéder à l'émission, par voie d'offres au public, d'actions ou valeurs mobilières, 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 mixte de la Société du 18 mai 2010, par sa 9e résolution ;
- délègue au Conseil d'administration sa compétence pour décider l'émission, par voie d'offres au public, en une ou plusieurs fois, sans droit préférentiel de souscription, (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.

La ou les offre(s) au public, décidée(s) en vertu de la présente résolution, pourra (pourront) être associée(s), dans le cadre d'une même émission ou de plusieurs émissions réalisées simultanément, à une ou des offre(s) visée(s) au II de l'article L. 411-2 du Code monétaire et financier, décidée(s) en application de la 8e résolution soumise à la présente Assemblée générale.

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 45 000 000 euros.

Il est précisé que (i) le montant nominal global de toutes les augmentations de capital social réalisées immédiatement ou à terme en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, le Plafond relatif aux augmentations de capital prévu à la 6e résolution soumise 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.

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.

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 au dixième alinéa de la 6e résolution soumise à la présente Assemblée.

L'Assemblée générale décide de supprimer le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux actions et valeurs mobilières à émettre sur le fondement de la présente résolution, mais que le Conseil d'administration pourra conférer aux actionnaires une faculté de souscription par priorité à titre irréductible et éventuellement réductible, d'une durée qu'il fixera conformément à la loi et aux dispositions réglementaires, sur tout ou partie de l'émission, en application des dispositions de l'article L. 225-135 alinéa 5 du Code de commerce, cette priorité de souscription ne donnant pas lieu à la création de droits négociables.

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 au prix minimum prévu par les dispositions réglementaires (à ce jour, 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 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.

Le Conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, à l'effet notamment de déterminer les caractéristiques des valeurs mobilières à créer, fixer la date de jouissance, même rétroactive, des titres à émettre et le cas échéant les conditions de leur rachat, suspendre, le cas échéant, l'exercice des droits d'attribution d'actions de la Société attachés aux valeurs mobilières conformément à la réglementation en vigueur, procéder à tous ajustements destinés à prendre en compte l'incidence d'opérations sur le capital de la Société, fixer les modalités suivant lesquelles sera assurée, le cas échéant, la préservation des droits des titulaires des valeurs mobilières donnant à terme accès à des actions de la Société, modifier les modalités des titres qui seraient émis en vertu de la présente résolution, pendant la durée de vie des titres concernés et dans le respect des formalités applicables, procéder à toutes imputations sur la ou les prime(s) d'émission et généralement prendre toutes les mesures utiles pour la bonne fin des émissions.

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.

Huitième résolution

(Délégation de compétence au Conseil d'administration pour procéder à l'émission, par voie d'offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, d'actions ou de valeurs mobilières, 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 mixte de la Société du 18 mai 2010, par sa 10e résolution ;
- délègue au Conseil d'administration sa compétence pour décider l'émission, par voie d'offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, en une ou plusieurs fois, sans droit préférentiel de souscription, (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.

La ou les offre(s) visée(s) au II de l'article L. 411-2 du Code monétaire et financier, décidée(s) en vertu de la présente résolution, pourra (pourront) être associée(s), dans le cadre d'une même émission ou de plusieurs émissions réalisées simultanément, à une ou des offre(s) au public, décidée(s) en application de la 7e résolution soumise à la présente Assemblée générale.

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 45 000 000 euros, d'une part, et le plafond prévu par la loi (soit, au jour de la présente Assemblée, 20 % du capital social par an), d'autre part.

Il est précisé que (i) le montant nominal global de toutes les augmentations de capital social réalisées immédiatement ou à terme en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, d'une part, le Plafond relatif aux augmentations de capital prévu à la 6e résolution soumise à la présente Assemblée et, d'autre part, le plafond relatif aux augmentations de capital prévu à la 7e résolution soumise à la présente Assemblée et (ii) que ces plafonds ne tiennent 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.

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 au dixième alinéa de la 6e résolution soumise à la présente Assemblée.

L'Assemblée générale décide de supprimer le droit préférentiel de souscription des actionnaires aux actions et valeurs mobilières à émettre sur le fondement de la présente résolution.

Si les souscriptions 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 au prix minimum prévu par les dispositions réglementaires (à ce jour, 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 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.

Le Conseil d'administration aura tous pouvoirs pour mettre en œuvre la présente délégation, à l'effet notamment de déterminer les caractéristiques des valeurs mobilières à créer, fixer la date de jouissance, même rétroactive, des titres à émettre et le cas échéant les conditions de leur rachat, suspendre, le cas échéant, l'exercice des droits d'attribution d'actions de la Société attachés aux valeurs mobilières conformément à la réglementation en vigueur, procéder à tous ajustements destinés à prendre en compte l'incidence d'opérations sur le capital de la Société, fixer les modalités suivant lesquelles sera assurée, le cas échéant, la préservation des droits des titulaires des valeurs mobilières donnant à terme accès à des actions de la Société, modifier les modalités des titres qui seraient émis en vertu de la présente résolution, pendant la durée de vie des titres concernés et dans le respect des formalités applicables, procéder à toutes imputations sur la ou les prime(s) d'émission et généralement prendre toutes les mesures utiles pour la bonne fin des émissions.

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

(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 :
- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à la délégation donnée par l'Assemblée générale mixte de la Société du 18 mai 2010, par sa 11e résolution ;
- 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 6e, 7e et 8e résolutions soumises à la présente Assemblée, l'augmentation du nombre de titres à émettre, sous réserve du respect du (ou des) plafond(s) prévu(s) 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.

Dixième 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 mixte de la Société du 18 mai 2010, par sa 12e résolution ;
- délègue au Conseil d'administration sa compétence pour augmenter le capital social, en une ou plusieurs fois, par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres sommes dont la capitalisation serait admise, sous forme d'émission de titres de capital nouveaux ou de majoration du montant nominal des titres de capital existants ou par l'emploi conjoint de ces deux procédés.

Il est précisé que les opérations réalisées en application de la présente résolution pourront être combinées avec des augmentations de capital en numéraire réalisées en vertu des résolutions qui précèdent.

Le montant nominal global d'augmentation de capital social, immédiate ou à terme, réalisée en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder 1 000 000 000 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 6e, 7e, 8e, 9e, 11e et 12e 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 et les sommes provenant de la vente seront allouées aux titulaires des droits dans le délai prévu par la réglementation.

Le Conseil d'administration aura tous pouvoirs à l'effet notamment de déterminer les modalités et conditions des opérations autorisées et notamment fixer le montant et la nature des réserves et primes à incorporer au capital, fixer le nombre d'actions nouvelles à émettre ou le montant dont le nominal des actions existantes composant le capital social sera augmenté, arrêter la date, même rétroactive, à compter de laquelle les actions nouvelles porteront jouissance ou celle à laquelle l'élévation du nominal portera effet et généralement prendre toutes les mesures utiles pour la bonne fin des émissions.

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.

Onzième 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 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 mixte de la Société du 18 mai 2010, par sa 13e résolution ;
- délègue au Conseil d'administration sa compétence pour décider, dans les conditions prévues par la 7e résolution (sauf pour ce qui concerne les règles de prix prévues dans ladite 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 comportant une composante échange (à titre principal ou subsidiaire) 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.

L'Assemblée générale 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 45 000 000 euros.

Il est précisé que (i) le montant nominal global de toutes les augmentations de capital social réalisées immédiatement ou à terme en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, d'une part, le Plafond relatif aux augmentations de capital prévu à la 6e résolution soumise à la présente Assemblée et, d'autre part, le plafond relatif aux augmentations de capital prévu à la 7e résolution soumise à la présente Assemblée et (ii) que ces plafonds ne tiennent 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 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 au dixième alinéa de la 6e résolution soumise à la présente Assemblée.

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, et généralement prendre toutes dispositions utiles et conclure tous accords.

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

(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 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 mixte de la Société du 18 mai 2010, par sa 14e résolution ;
- délègue au Conseil d'administration les pouvoirs nécessaires pour augmenter le capital social, dans la limite de 10 % du capital social au jour de l'émission, sur le rapport du ou des commissaire(s) 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 Conseil d'administration statuera, s'il est fait usage de la présente délégation, sur le rapport d'un ou plusieurs commissaire(s) aux apports, mentionné à l'article L. 225-147 du Code de commerce.

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 45 000 000 euros, d'une part, et le plafond prévu par la loi (soit, au jour de la présente Assemblée, 10 % du capital social), d'autre part.

Il est précisé que (i) le montant nominal global de toutes les augmentations de capital social réalisées immédiatement ou à terme en vertu de la présente résolution ne pourra pas excéder, et s'imputera sur, d'une part, le Plafond relatif aux augmentations de capital prévu à la 6e résolution soumise à la présente Assemblée et, d'autre part, le plafond relatif aux augmentations de capital prévu à la 7e résolution soumise à la présente Assemblée et (ii) que ces plafonds ne tiennent 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 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 au dixième alinéa de la 6e résolution soumise à la présente Assemblée.

L'Assemblée générale 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, et 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 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.

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.

Treizième résolution

(Délégation de pouvoirs au Conseil d'administration pour augmenter le capital social au profit des adhérents de plans d'épargne)

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 mixte de la Société du 18 mai 2010, par sa 15e résolution ;
- délègue au Conseil d'administration tous pouvoirs à l'effet d'augmenter le capital social de la Société, en une ou plusieurs fois, par l'émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions existantes ou à émettre de la Société, réservée aux adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne d'entreprise (ou autre plan aux adhérents duquel l'article L. 3332-18 du Code du travail permettrait de réserver une augmentation de capital dans des conditions équivalentes) mis en place au sein de la Société ou du groupe EDF constitué par la Société et les entreprises, françaises ou étrangères, entrant dans le périmètre de consolidation des comptes de la Société en application des articles L. 3344-1 et L. 3344-2 du Code du travail.

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 10 000 000 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.

L'Assemblée générale 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, notamment, des régimes juridiques, comptables, fiscaux et sociaux applicables localement.

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.

L'Assemblée générale décide de supprimer, au profit des bénéficiaires indiqués ci-dessus, 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, les actionnaires renonçant à tout droit aux actions ou autres valeurs mobilières attribuées gratuitement sur le fondement de la présente délégation.

Le 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, décider que les souscriptions pourront être réalisées directement par les bénéficiaires, adhérents à un plan d'épargne d'entreprise (ou plan assimilé) ou par l'intermédiaire de fonds communs de placement d'entreprise ou autres structures ou entités permises par la réglementation applicable, consentir des délais pour la libération des actions et, le cas échéant, des autres valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et demander l'admission aux négociations 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.

Quatorzième résolution
(Autorisation au Conseil d'administration de réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues)

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 mixte de la Société du 24 mai 2011, par sa 11e résolution ;
- 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 les 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, 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 26 mois à compter de la présente Assemblée.

Quinzième résolution
(Modification de l'article 18 des statuts)

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, décide de modifier l'article 18 (« Conventions réglementées ») des statuts de la Société, qui s'établira désormais comme suit :

« Toute convention intervenant directement ou par personne interposée entre la Société et son Directeur Général, l'un de ses Directeurs Généraux Délégués, l'un de ses administrateurs, l'un de ses actionnaires disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % ou, s'il s'agit d'une société actionnaire, la société la contrôlant au sens de l'article L. 233-3 du code de commerce, doit être soumise à l'autorisation préalable du Conseil d'administration.

Il en est de même des conventions auxquelles une des personnes visées à l'alinéa précédent est indirectement intéressée, ainsi que des conventions intervenant entre la Société et une entreprise, si le Directeur Général, l'un des Directeurs Généraux Délégués ou l'un des administrateurs de la société est propriétaire, associé indéfiniment responsable, gérant, administrateur, membre du conseil de surveillance ou, de façon générale, dirigeant de cette entreprise.

Les dispositions des alinéas ci-dessus ne sont pas applicables aux conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales. »

Seizième résolution
(Modification de l'article 20 des statuts)

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, décide de supprimer l'alinéa 7 du point 1 de l'article 20 (Assemblées générales) des statuts de la Société.

Le reste de l'article demeure inchangé.

À titre ordinaire et extraordinaire

Dix-septième 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.

Rapport des Commissaires aux comptes sur les opérations sur le capital prévues aux résolutions 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13 et 14 de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012

Assemblée générale mixte du 24 mai 2012

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre Société et en exécution des missions prévues par le Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur les opérations sur lesquelles vous êtes appelés à vous prononcer.

Émissions d'actions et de diverses valeurs mobilières avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription (résolutions 6, 7, 8, 9, 11 et 12)

En exécution de la mission prévue par les articles L. 228-92 et L. 225-135 et suivants du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur la proposition de délégation au Conseil d'administration de la compétence de décider de différentes émissions d'actions ordinaires et de valeurs mobilières, opérations sur lesquelles vous êtes appelés à vous prononcer.

Votre Conseil d'administration vous propose, sur la base de son rapport :

- de lui déléguer, pour une durée de 26 mois, la compétence pour décider des opérations suivantes et fixer leurs conditions définitives :
  - émission d'actions ordinaires de la Société, de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société ou d'une société dont votre Société possède directement ou indirectement plus de la moitié du capital social, ou de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance de la Société, avec maintien du droit préférentiel de souscription (résolution 6),
  - émission, par voie d'offre au public, d'actions ordinaires de la Société, de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société ou d'une société dont votre Société possède directement ou indirectement plus de la moitié du capital social, ou de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance de la Société, avec suppression du droit préférentiel de souscription, avec faculté pour le Conseil d'administration d'instituer un délai de priorité au profit des actionnaires (résolution 7),
  - émission, par voie d'offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, d'actions ordinaires de la Société, de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société ou d'une société dont votre Société possède directement ou indirectement plus de la moitié du capital social, ou de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance de la Société, avec suppression du droit préférentiel de souscription (résolution 8),
  - émission d'actions ordinaires ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions ordinaires de la Société en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par votre Société (résolution 11), dans les conditions prévues par la résolution 7, sauf pour ce qui concerne les règles de prix prévues par la résolution 11 ;
- de l'autoriser, pour une durée de 26 mois, à décider de l'augmentation du nombre de titres à émettre, pour chacune des émissions décrites dans les résolutions 6, 7 et 8, dans les délais et limites prévues par la loi et la réglementation applicables au jour des émissions et sous réserve du respect des plafonds prévus dans chaque résolution (résolution 9) ;
- de lui déléguer, pour une durée de 26 mois, le pouvoir de fixer les modalités d'une émission d'actions ordinaires et de valeurs mobilières donnant accès à des actions ordinaires, 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 dans la limite de 10 % du capital social au jour de l'émission (résolution 12).

Le montant nominal des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées immédiatement ou à terme, au titre des résolutions 6, 7, 8, 9, 11 et 12, ne pourra excéder 45 millions d'euros pour chacune d'elles, dans la limite globale du même montant pour l'ensemble des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées au titre de ces résolutions.

Le montant nominal des émissions de titres de créance pouvant être réalisées immédiatement ou à terme au titre des résolutions 6, 7, 8, 9, 11 et 12 ne pourra excéder 4,5 milliards d'euros pour chacune d'elles, dans la limite globale du même montant pour l'ensemble des titres de créance susceptibles d'être émis au titre de ces résolutions.

Ces plafonds tiennent compte du nombre supplémentaire de valeurs mobilières à créer dans le cadre de la mise en œuvre des délégations visées aux résolutions 6, 7 et 8, dans les conditions prévues à l'article L. 225-135-1 du Code de commerce si vous adoptez la résolution 9.

Il appartient à votre Conseil d'administration d'établir un rapport conformément aux articles R. 225-113 et suivants du Code de commerce. Il nous appartient de donner notre avis sur la sincérité des informations chiffrées tirées des comptes, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription et sur certaines autres informations concernant ces opérations qui sont données dans ce rapport.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier le contenu du rapport du Conseil d'administration relatif à ces opérations et les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre.

Sous réserve de l'examen ultérieur des conditions des émissions qui seraient décidées, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre données dans le rapport du Conseil d'administration au titre des résolutions 7 et 8.

Les conditions définitives dans lesquelles les émissions seraient réalisées n'étant pas fixées, nous n'exprimons pas d'avis sur celles-ci et, par voie de conséquence, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription qui vous est faite dans les résolutions 7 et 8.

Par ailleurs, ce rapport ne précisant pas les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre dans le cadre de la mise en œuvre des résolutions 6, 11 et 12, nous ne pouvons donner notre avis sur le choix des éléments de calcul du prix d'émission.

Conformément à l'article R. 225-116 du Code de commerce, nous établirons un rapport complémentaire, le cas échéant, lors de l'utilisation de ces délégations par votre Conseil d'administration en cas d'émissions d'actions ordinaires avec suppression du droit préférentiel de souscription ou d'émissions de valeurs mobilières donnant accès au capital ou donnant droit à l'attribution de titres de créances.

Émissions d'actions ordinaires ou de valeurs mobilières donnant accès au capital, réservée aux adhérents d'un plan d'épargne entreprise dans le cadre des dispositions du Code de commerce et des articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail (résolution 13)

En exécution de la mission prévue par les articles L. 225-135 et suivants du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le projet d'augmentation de capital, en une ou plusieurs fois, par émission d'actions ordinaires ou de valeurs mobilières donnant accès à des actions existantes ou à émettre de la Société, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'un montant nominal maximum de 10 millions d'euros, réservée aux adhérents d'un ou plusieurs plans d'épargne d'entreprise (ou autre plan aux adhérents duquel l'article L. 3332-18 du Code du travail permettrait de réserver une augmentation de capital dans des conditions équivalentes) mis en place au sein de la Société ou du groupe EDF constitué par la Société et les entreprises, françaises ou étrangères, entrant dans le périmètre de consolidation des comptes de la Société en application des articles L. 3344-1 et L. 3344-2 du Code du travail, opération sur laquelle vous êtes appelés à vous prononcer.

Cette augmentation de capital est soumise à votre approbation en application des dispositions des articles L. 225-129-6 du Code de commerce et L. 3332-18 et suivants du Code du travail.

Votre Conseil d'administration vous propose, sur la base de son rapport, de lui déléguer pour une durée de 26 mois le pouvoir de fixer les modalités de cette opération et de supprimer votre droit préférentiel de souscription aux actions ou valeurs mobilières à émettre.

Il appartient à votre Conseil d'administration d'établir un rapport conformément aux articles R. 225-113 et R. 225-114 du Code de commerce. Il nous appartient de donner notre avis sur la sincérité des informations chiffrées tirées des comptes, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription et sur certaines autres informations concernant l'émission, données dans ce rapport.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier le contenu du rapport du Conseil d'administration relatif à cette opération et les modalités de détermination du prix d'émission des titres de capital à émettre.

Sous réserve de l'examen ultérieur des conditions de l'augmentation de capital proposée, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les modalités de détermination du prix d'émission des actions ordinaires ou valeurs mobilières à émettre données dans le rapport du Conseil d'administration.

Les conditions définitives de l'augmentation du capital n'étant pas fixées, nous n'exprimons pas d'avis sur celles-ci et, par voie de conséquence, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription qui vous est faite.

Conformément à l'article R. 225-116 du Code de commerce, nous établirons un rapport complémentaire, lors de l'utilisation de cette délégation par votre Conseil d'administration.

Réduction du capital social par annulation d'actions achetées (résolution 14)

En exécution de la mission prévue à l'article L. 225-209 du Code de commerce en cas de réduction du capital par annulation d'actions achetées, nous avons établi le présent rapport destiné à vous faire connaître notre appréciation sur les causes et conditions de la réduction du capital envisagée.

Votre Conseil d'administration vous propose de lui déléguer pour une durée de 26 mois à compter du jour de la présente Assemblée, tous pouvoirs pour annuler, dans la limite de 10 % de son capital, par période de 24 mois, les actions achetées au titre de la mise en œuvre d'une autorisation d'achat par votre Société de ses propres actions dans le cadre des dispositions de l'article précité.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences conduisent à examiner si les causes et conditions de la réduction du capital envisagée, qui n'est pas de nature à porter atteinte à l'égalité des actionnaires, sont régulières.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur les causes et conditions de la réduction du capital envisagée, étant rappelé que celle-ci ne peut être réalisée que dans la mesure où votre Assemblée approuve au préalable l'opération d'achat, par votre Société, de ses propres actions.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 5 mars 2012

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit **Département de KPMG S.A.**		**Deloitte & Associés**	
Bernard Cattenoz	Jacques-François Lethu	Alain Pons	Patrick E. Suissa

F. Annexe

Projet de résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 et rapport des Commissaires aux comptes sur les opérations sur le capital

Relations Investisseurs

Carine de Boissezon, Directrice Investisseurs et Marchés

Email : edf-IRteam@edf.fr

Sites internet

http://www.edf.com

http://finance.edf.com

Société anonyme
Au capital de 924 433 331 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Réalisation
RR Donnelley

AVRIL 2012

LE GROUPE EDF EST CERTIFIÉ ISO 14001

EDF
22 - 30, avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08

Sa au capital de 924 433 331 euros – 552 081 317 R.C.S Paris

edf.com