



GROUPE EDF

**DOCUMENT
DE RÉFÉRENCE
RAPPORT FINANCIER ANNUEL
2012**



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 2012



Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers (l'« AMF ») le 5 avril 2013, 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 2011 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 289 à 385) et 20.2 (pages 386 et 387) du document de référence 2011 du groupe EDF ;
- 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 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 figurant au chapitre 9 (pages 180 à 215) du document de référence 2011 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	4	19	Opérations avec des apparentés	262
2	Contrôleurs légaux des comptes	5	20	Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur	265
3	Informations financières sélectionnées	6	21	Informations complémentaires	379
4	Facteurs de risque	9	22	Contrats importants	388
5	Informations concernant l'émetteur	35	23	Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts	389
6	Aperçu des activités	39	24	Documents accessibles au public	390
7	Organigramme	159	25	Informations sur les participations	391
8	Propriétés immobilières	163		Glossaire	392
9	Examen de la situation financière et du résultat	165	Annexes		399
10	Trésorerie et capitaux	200	A	Rapport 2012 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	400
11	Recherche et développement, brevets et licences	203	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	416
12	Informations sur les tendances	210	C	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	417
13	Perspectives financières	212	D	Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes	419
14	Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	215	E	Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2012	473
15	Rémunération et avantages	229	F	Table de concordance - Rapport financier annuel	486
16	Fonctionnement des organes d'administration et de direction	235	G	Projet de résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 30 mai 2013	487
17	Salariés – Ressources Humaines	243			
18	Principaux actionnaires	260			

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.



Crédit photo © EDF – Jean-Luc Petit

1 Personnes responsables

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 donnés 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 2012 présentés dans le document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 366 et 367 du document, qui contient des observations concernant le changement de méthode comptable relatif à la comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi et l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire.

Henri PROGLIO,
Président-Directeur Général d'EDF



Crédit photo © EDF – Jean-Luc Petit

2 Contrôleurs légaux des comptes

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-avant 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.

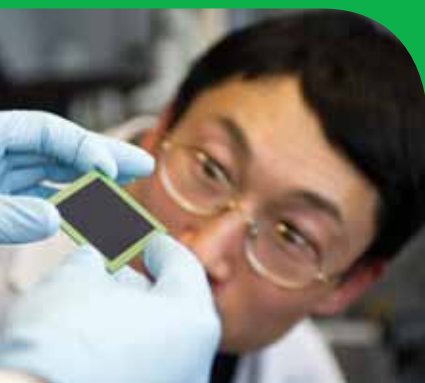
KPMG Audit IS

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.



Crédit photo © EDF – Philippe Stroppa

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 2012 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et

approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2012. 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 2012 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)	2012	2011 ⁽¹⁾	2011 ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	72 729	65 307	65 307
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 084	14 939	14 824
Résultat d'exploitation	8 245	8 452	8 286
Résultat avant impôts des sociétés intégrées ⁽³⁾	4 883	4 672	4 506
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	3 316	3 148	3 010

(1) Les données publiées en 2012 au titre de l'exercice 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(2) Données publiées en 2011 au titre de l'exercice 2011.

(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)	31/12/2012	31/12/2011 ⁽¹⁾	31/12/2011 ⁽²⁾
Actif non courant	181 792	163 281	163 026
Actif courant	68 085	67 980	67 980
Actifs détenus en vue de leur vente	241	701	701
TOTAL DE L'ACTIF	250 118	231 962	231 707
Capitaux propres – part du Groupe	25 858	28 483	30 570
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	4 189	4 337
Provisions non courantes	61 688	53 956	51 560
Autres passifs non courants	99 350	93 925	93 925
Passif courant	58 319	51 003	50 909
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	49	406	406
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	250 118	231 962	231 707

(1) Les données publiées en 2012 au titre de l'exercice 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(2) Données publiées en 2011 au titre de l'exercice 2011.

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	2012	2011
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	9 924	8 497
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(14 410)	(6 791)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	4 657	(1 591)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	171	115

Informations relatives à l'endettement financier net

La définition de l'endettement financier net a été revue en 2012 afin de prendre en compte les prêts du Groupe aux sociétés en contrôle conjoint.

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Emprunts et dettes financiers	59 932	50 034
Dérivés de couvertures des dettes	(797)	(834)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 874)	(5 743)
Actifs liquides	(10 289)	(9 024)
Prêts à RTE ⁽¹⁾ et aux sociétés en contrôle conjoint	(1 397)	(1 400)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	–	252
ENDETTEMENT FINANCIER NET	41 575	33 285

(1) RTE : Réseau de Transport d'Electricité (ci-après « RTE »).



4 Facteurs de risque

4.1	Facteurs de risque	10
4.1.1	Risques liés aux marchés européens de l'énergie	10
4.1.2	Risques liés aux activités du Groupe	11
4.1.3	Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe	16
4.1.4	Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe	20
4.1.5	Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions	22
4.2	Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF	23
4.2.1	Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe	23
4.2.1.1	Principes de gestion et de contrôle des risques	23
4.2.1.2	Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies	24
4.2.1.3	Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers	24
4.2.1.4	Gestion et contrôle du risque de contrepartie	25
4.2.2	Gestion des risques industriels et environnementaux	26
4.2.2.1	Gestion des risques liés à la sûreté nucléaire	26
4.2.2.2	Gestion des risques liés à la sûreté hydraulique	27
4.2.2.3	Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe	28
4.2.2.4	Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires des activités du Groupe	28
4.2.3	Assurances	28
4.2.3.1	Organisation et Politique Assurances	28
4.2.3.2	Participations aux mutuelles d'assurance internationales et primes d'assurances	29
4.2.3.3	Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)	29
4.2.3.4	Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux	29
4.2.3.5	Assurance dommages (hors biens nucléaires)	29
4.2.3.6	Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires	30
4.2.4	Gestion des crises	31
4.2.5	Éthique et vigilance	31
4.3	Facteurs de dépendance	32

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 1^{er} 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 rentabilité.

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 dérégulation 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 2010. Dans ce contexte, en mai 2012, le régulateur britannique (Ofgem) a publié une décision confirmant son soutien à une évolution progressive des tarifs d'accès aux réseaux d'électricité et demandant au gestionnaire du réseau (National Grid Electricity Transmission Company) de lui présenter différentes options pour cette évolution. Ceci pourrait entraîner des coûts plus élevés pour les opérateurs et impacter la rentabilité des unités de production actuelles ou futures.

Du fait de sa position dominante sur le marché français, le Groupe court le risque d'être davantage freiné dans ses développements que ses concurrents.

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

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 6.5.3.1 (« 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, notamment pour les activités de transport à l'issue de la transposition de la troisième directive en 2011 (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 (cancérogène possible) sur son échelle d'évaluation de la cancérogénicité des produits. Par ailleurs, l'OMS considère dans un rapport publié en juin 2007 que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles et que l'adoption de limites d'exposition arbitrairement faibles est injustifiée. 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 sont traversées par des 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 que peuvent notamment se poser les riverains de ces ouvrages. On dispose aujourd'hui de 30 années de recherches, mais il ne peut être exclu que les connaissances médicales sur les risques pour la santé dus à l'exposition à des CEM évoluent, que la sensibilité du public à ce type de risques augmente ou que le principe de précaution soit appliqué de façon très large. L'État français accompagne et renforce les efforts de transparence de RTE sur ce sujet : en application de la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010, le décret du 1^{er} décembre 2011 institue un plan de contrôle et de surveillance des champs électromagnétiques émis par les ouvrages à haute tension, au nom duquel des mesures doivent être réalisées par des laboratoires indépendants et transmis à l'Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail (« ANSES ») qui les rendra publiques. Selon le calendrier prévu, la première phase de publication par l'ANSES interviendra au second semestre 2014, mais RTE prévoit également de mettre ces mesures en ligne sur son site d'information dédié aux CEM « la clef des champs ». En dépit de ces efforts, le risque subsiste pour le groupe EDF de risques de contentieux plus nombreux ou que la problématique conduite 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 (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

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 à effet de serre, 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 des activités 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 principes définissant le droit aux tarifs résultant de la loi NOME du 7 décembre 2010 et figurant aux articles L.337-7 à L.337-9 et L.445-5 du code de l'énergie, ainsi que les conditions permettant les allers-retours possibles entre offre de marché et tarif réglementé (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de ventes »)). 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. Certaines parties prenantes peuvent aussi remettre en cause les arrêtés tarifaires devant les tribunaux, au détriment du Groupe.

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 termes et son intérêt patrimonial, en assurant une juste rémunération du capital investi par le Groupe dans ses actifs de production, de transport et de distribution.

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 n° 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 6.5.2 (« 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. Ces autorisations peuvent également faire l'objet de recours administratifs pénalisant l'activité du Groupe.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe – production, transport, distribution – requièrent de nombreuses autorisations administratives, aux niveaux tant local que national, en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique et les conditions qui y sont attachées peuvent être modifiées et ne sont pas toujours prévisibles. Même une fois ces autorisations accordées, elles peuvent encore faire l'objet de recours administratifs par des parties prenantes. 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 rentabilité 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, de distribution ou de fourniture dans le cadre de concessions de service public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

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

Ainsi, en France, 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 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)) 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 6.5.5 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)). Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)).

Le déploiement par ERDF des compteurs « intelligents » (Linky) est prévu par la loi, même si le mécanisme de financement n'est pas encore complètement finalisé (voir section 6.2.2.2.5 (« Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs intelligents) »)).

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 6.5.4.2 (« 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 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 du calendrier de renouvellement des concessions hydrauliques devrait être effectuée en 2013, à l'issue de la publication de la loi de programmation pour la transition énergétique (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux 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 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 6.5.6.1 (« 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 6.5.8 (« 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.

Enfin, la perception externe des parties prenantes de la politique du Groupe en matière de développement durable pourrait être altérée, ce qui pourrait se traduire par une dégradation de la notation extra-financière 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 première période, du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009. La deuxième période s'étend du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013, et l'objectif s'élève à 345 TWhc. Sous peine de pénalités financières à caractère libératoire, les obligés, dont EDF fait partie, 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.

EDF devrait atteindre l'objectif assigné pour la deuxième période grâce à sa forte mobilisation. Toutefois, l'intensification de la concurrence et la diminution des principaux gisements, associés à l'accroissement des contraintes réglementaires, ont ralenti le rythme de production des CEE et en ont renchéri 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 directive efficacité énergétique adoptée en octobre 2012, d'une part, 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, d'autre part, 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, en particulier France-Espagne et France-Italie (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 financiers 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, etc.), des variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (épidémie de grande ampleur, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe. Le groupe EDF, à partir du retour d'expérience 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 cinq 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 couverture 150 millions d'euros, cette opération de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice paramétrique, fonction de la vitesse du vent. Cette couverture a été renforcée par un contrat signé en décembre 2011, portant la capacité totale de couverture à 230 millions d'euros (voir section 4.2.3.5.3 (« 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, dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté, la Force d'Action Rapide Nucléaire (« FARN ») (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

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.

Le Groupe est exposé aux 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 pourraient être pénalisées par une conjoncture économique défavorable.

Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture dans les zones géographiques dans lesquelles le Groupe opère. Tout ralentissement économique dans ces zones conduirait à une baisse de la consommation d'énergie, des investissements et de la production industrielle par les clients du Groupe et, par conséquent, aurait un effet négatif sur la demande d'électricité et sur les autres services offerts par le Groupe. Un tel contexte pourrait, par exemple, remettre en question la rentabilité de certains actifs de production du Groupe, existants ou en projet, ou fragiliser certaines des contreparties du Groupe.

Le Groupe ne peut pas garantir que les effets d'un ralentissement économique dans les zones géographiques où il opère soient sans impact négatif significatif sur ses activités, son résultat d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

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

Bien que le Groupe veille en permanence à la détection des innovations et ruptures technologiques, les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix qui pourraient être concurrencés par d'autres technologies qui s'avèreraient 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 CO₂.

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂. 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 :

- le risque de liquidité : le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations 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 »)) ;

- le 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 »)) ;
- le risque sur actions : le Groupe est exposé au risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie, et des participations directement détenues par le Groupe (voir section 4.2.1.3.5 (« Risque actions »)) ;
- le 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). La défaillance de ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (surcoûts notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles). Elle peut aussi avoir des conséquences sur la qualité des travaux, les délais de réalisation, l'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques, et expose le Groupe à un risque d'image, de continuité de l'activité dans certains projets, voire à la perte de contrats.

Les procédures de surveillance et de suivi appliquées au sein du Groupe dans le cadre de son exposition au risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles sont décrites à la section 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 depuis de nombreuses années les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui 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 – sous-traitance »). 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 mondial¹. L'électricité nucléaire représente environ 89,1 % de sa production en France. EDF exploite également, depuis 2009, des actifs nucléaires au Royaume-Uni. Le Groupe possède par ailleurs des participations minoritaires dans des centrales nucléaires aux États-Unis (au travers de CENG), en Belgique et en Suisse, sans toutefois en être l'exploitant. La part du nucléaire dans le mix électrique du groupe EDF représente ainsi un atout compétitif important. Le Groupe joue par ailleurs un rôle actif dans les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France, au Royaume-Uni, en Chine et potentiellement dans d'autres pays. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire 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 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») et 4.2.3.6 (« Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'événement causant un dommage, 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 6.5.6.2.2 (« 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 4.2.3.6.3 (« Assurances dommages aux installations nucléaires »)). Malgré cette

couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

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 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Par ailleurs, un durcissement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur ou futures pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires du Groupe.

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 limité d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs et prestataires dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs et de personnes disposant des compétences et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice de la concurrence sur les marchés où EDF est acheteur et crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe (voir section 4.3 (« Facteurs de dépendance »)).

1. Source : Nuclear Power Reactors in the World, International Atomic Energy Agency, édition 2012.

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

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

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium et en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme pourvus de mécanismes de couverture permettant d'atténuer et de lisser dans le temps les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe AREVA, mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir sections 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, perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre-demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un événement 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 de 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.

Pour le fonctionnement de ses centrales nucléaires, le Groupe est dépendant du bon fonctionnement des transports routiers et ferroviaires, notamment pour le combustible.

Le transport de combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Ces contraintes pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe. Par ailleurs, divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations antinucléaires, par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de matières nucléaires) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même 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 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 confronté à des 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, l'ASN a émis en 2012 une première série de prescriptions techniques qui traduisent en exigences réglementaires les enseignements tirés de l'accident de Fukushima ; certaines parmi ces exigences devront être réalisées sans attendre les prochaines réévaluations de sûreté et Visites Décennales. Ce programme de travail doit encore faire l'objet d'études complémentaires, mais il se traduira par des investissements supplémentaires dans les 15 ans à venir et par une anticipation de certaines dépenses déjà prévues avant l'accident (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

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

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 obtenir les autorisations nécessaires à l'allongement de la durée d'exploitation de ses centrales au-delà des durées prévues actuellement voire même ne pas être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance.

En France, dans le cadre des études associées aux troisièmes Visites Décennales du palier 900 MW, l'ASN a publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'a pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN est complétée par une décision prise réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième Visite Décennale (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Une exploitation sur 40 ans est l'hypothèse retenue fin 2012 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.).

Le Groupe ne peut cependant garantir qu'il obtiendra toutes 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.

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. Une première réunion avec l'ASN s'est déroulée en septembre 2010 pour en présenter les principales orientations. L'ASN a fait examiner ces propositions d'amélioration les 18 et 19 janvier 2012 par le groupe permanent « réacteurs », qui a jugé ces propositions de façon positive, en recommandant qu'elles soient complétées et, pour certaines, renforcées (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

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

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des centrales du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 35 et 47 ans en moyenne pour les centrales du type réacteur avancé au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP), avec un objectif d'allonger de 7 ans la durée de fonctionnement des centrales RAG les plus récentes et de 20 ans celle de la centrale REP (voir section 6.3.1.7.2 (« 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 6.3.1.7.2 (« Division Production Nucléaire »)).

Aux États-Unis, une durée d'exploitation de 60 ans¹ 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 6.3.3.2.2.1 (« Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) » – « Activité du parc nucléaire 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, notamment en cas d'incident impactant la sûreté ou la disponibilité des installations, que ces centrales pourront effectivement être exploitées sur cette durée.

L'ensemble de ces événements pourrait avoir, en cas d'occurrence, un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

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.

Le Président et le gouvernement français ont pris l'engagement de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité française de 75 % à 50 % à l'horizon 2025. Cet objectif pourrait conduire à des décisions d'arrêt prématuré d'une ou plusieurs tranches du parc d'EDF ne résultant pas d'un choix industriel (concernant les décisions relatives à la centrale de Fessenheim, voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national »)). De même, 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 de nouveaux projets 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, qui le conduiraient à demander des dédommagements sans certitude de les obtenir.

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. 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 d'autres EPR, modifier les calendriers de mise en service ou affecter leurs performances. En outre, le coût global de construction pourrait être supérieur aux estimations d'EDF.

En décembre 2012, EDF a communiqué une révision à la hausse du coût de construction du projet Flamanville 3 de 2 milliards d'euros constants s'ajoutant à l'estimation précédente (juillet 2011 de 6 milliards d'euros₂₀₀₈).

La première production commercialisable est prévue en 2016. 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 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre des lois de programme 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, lors de la restructuration de British Energy, des accords avaient été conclus avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issus des centrales nucléaires existantes (voir section 6.3.1.7.2 (« 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 Group Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre des accords précités.

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

La directive n° 2011/70/Euratom du 19 juillet 2011 témoigne de la volonté de la Commission d'établir un cadre communautaire partagé pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (voir la section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

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 6.3.3.2.2.1 (« 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.

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 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012) 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 couvrirait la période 2008-2012. Une négociation est engagée avec AREVA pour définir les conditions du traitement-recyclage à partir de 2013. 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 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012 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'avèrera 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. Le calendrier et le coût des travaux sont également dépendants des autorisations administratives et de la disponibilité au moment nécessaire des centres de stockage de déchets radioactifs ou d'autres installations nécessaires au conditionnement ou à l'entreposage des colis de déchets (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)). 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 conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir section 6.3.1.7.2 (« 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 2012, à 17,6 milliards d'euros pour EDF contre 15,6 milliards d'euros au 31 décembre 2011 (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 NOME¹ permet en effet un report dérogatoire de cinq 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 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») et note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

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.

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.

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 SA »)) pour une analyse de sensibilité, ce qui pourrait conduire EDF à engager des décaissements supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs.

Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique (*Nuclear Liabilities Fund* – « NLF »). L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir section 6.3.1.7.2 (« Division Production Nucléaire »)).

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 émergents, etc.). Le contexte concurrentiel du secteur gazier évolue en France et en Europe, avec l'émergence de nouveaux acteurs, ou les rapprochements d'énergéticiens. La dépendance des pays européens vis-à-vis des importations de gaz naturel est d'ores et déjà importante et continue de s'accroître, 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 à long terme ou l'acquisition de champs gaziers par exemple), soit d'accéder à des infrastructures gazières, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées. L'ensemble de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe, ce qui 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'éco-efficacité énergétique, dans une logique de développement durable. Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif et celui de l'efficacité énergétique possède un réel potentiel de développement. 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 et rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les activités du Groupe, ses résultats financiers et ses perspectives.

Les opérations d'acquisition et de cession du Groupe sont porteuses de risques et sont susceptibles de ne pas toujours atteindre les objectifs visés.

Dans le cadre de sa stratégie de développement, le Groupe 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.

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.

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

L'organisation en place depuis l'ouverture du marché qui se caractérise par la séparation des activités régulées et des activités en concurrence peut encore se traduire par des difficultés pour le client susceptibles d'avoir un impact sur l'image du Groupe et notamment sur le fournisseur d'énergie.

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.

L'État français, en sa qualité d'actionnaire majoritaire, peut intervenir dans des décisions importantes pour le Groupe.

En application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et notamment les résolutions devant être adoptées en Assemblée générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du Conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts). 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 non négligeable des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et GDF Suez (pour la quasi-totalité au service commun d'ERDF et de 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 6.2.2.2.4 (« Service commun et international »)).

Le Groupe exerce ses activités dans de nombreux pays et peut se trouver exposé à des périodes d'instabilité politique, économique ou sociale.

Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans des pays pouvant connaître, ou ayant connu, des périodes d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances spécifiques affectant les activités énergétiques ou des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, 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 influencer 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 à long terme ou des clauses de *pass-through* lorsqu'elles existent ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

Le Groupe doit adapter en continu ses compétences dans un contexte en forte évolution et poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel en assurant le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

Les enjeux liés à l'atteinte des objectifs stratégiques du Groupe, dans un contexte en forte évolution (notamment l'ouverture totale des marchés à la concurrence, le développement international de la production d'électricité nucléaire 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 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012). 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 2012 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 a ainsi initié fin 2012 un nouveau programme « SPARK », dans la continuité des précédents, « Synergies et Transformation Groupe » et « Excellence opérationnelle », visant à optimiser les achats touchant aussi bien les dépenses d'exploitation que les investissements. Des gisements de gains de l'ordre de 1 milliard d'euros dès 2013 ont été identifiés par le Groupe. Le Groupe ne peut cependant 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 2012 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 2012 (voir note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

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 2012, 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, 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 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 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 »)).

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant sur les risques majeurs identifiés. Le processus global de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus mis en œuvre par le

Groupe : 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 à 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. La Direction de l'Audit et des Risques de RTE réalise les audits nationaux commandités par le Président du Directoire, à qui il rapporte ses constats et ses recommandations ;
- au niveau des différents métiers de RTE, les directeurs ont la responsabilité d'effectuer leur propre analyse des risques liées à leurs activités et d'en assurer la maîtrise par la mise en œuvre d'actions appropriées au sein des entités concernées. Ils en assurent la surveillance et le *reporting* au niveau national via un dispositif d'évaluation dont les résultats sont consolidés annuellement par la Direction de l'Audit et des Risques de RTE.

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

Les facteurs de risque relatifs aux marchés de gros de l'énergie et de permis sont décrits à la section 4.1.2 (« Risques liés à l'activité 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 CO₂ 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, entité dont EDF assure depuis 2012 le contrôle opérationnel, la politique de risques relative aux marchés énergies doit s'aligner progressivement sur la politique Groupe dès 2013.

Concernant Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »), entité co-contrôlée, la politique « Risques marchés énergies » est revue dans le cadre de ses instances de gouvernance.

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 6.5.7 (« 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 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, reposant sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte, impliquant la Direction du Groupe en cas de dépassement de limites de risques.

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 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 spécifique 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.

4.2.1.3.2 Organisation du contrôle

Le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (« CRFI ») fait partie de la Direction Contrôle des Risques Groupe qui est rattachée au Secrétariat Général, ce qui permet une totale indépendance vis-à-vis des entités dont elle assure le contrôle. CRFI est en charge notamment de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du cadre de gestion financière. Il assure le contrôle de premier niveau de la salle des marchés pour les activités « trésorerie » et de la Division Gestion des Actifs pour celles liées aux actifs dédiés. CRFI 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 :

- concernant le contrôle des activités de « trésorerie » : un suivi quotidien des positions au travers d'indicateurs de risques est effectué par CRFI et fait l'objet de *reportings* qui sont communiqués aux opérationnels et au Directeur Financements et Trésorerie. Par ailleurs, un point hebdomadaire est effectué dans le cadre du Comité de Coordination Opérationnelle de la Direction Financements et Investissements de la Direction Financière (« DFI »). En cas de dépassements de limites, les actions correctrices sont décidées en commun accord entre CRFI et la salle des marchés, les arbitrages éventuels sont remontés au Comité Marchés de la Direction Financière, qui statue, le cas échéant, sur les modifications de limites spécifiques nécessaires ;

- concernant le contrôle de l'activité « actifs dédiés » : un suivi mensuel des positions est effectué par CRFI et donne lieu à un *reporting* qui est communiqué mensuellement au Comité de Gestion Opérationnelle (présidé par le Directeur Financements et Investissements). Les risques supportés par le portefeuille y sont discutés et, le cas échéant, des actions de réduction du risque sont décidées dans le cadre de ce comité.

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 ;
- 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 de l'actif au 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 entre rendement et 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 l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie est actualisée trimestriellement pour l'ensemble des filiales contrôlées et mensuellement pour l'ensemble des entités ayant une activité sur les marchés énergies ou financiers. Le groupe assure aussi une veille active sur ses contreparties majeures (voir la section 9.5.1.7 (« Gestion du risque de contrepartie/crédit »)).

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 par leurs organes de gouvernance. Dans le cadre de ses achats de pertes, RTE assure également un suivi régulier de ses contreparties selon des critères qu'il a définis.

4.2.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

4.2.2.1 Gestion des risques liés à la 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 ainsi 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 et (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 continue des matériels, 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 6.5.6.2.2 (« 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 visent à réévaluer les centrales existantes et en construction et à 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 a établi en juin 2012 un ensemble de prescriptions techniques 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 a élaboré, autour d'un « noyau dur », un plan d'actions qui se déroulera sur plusieurs années, et qui traitera les études complémentaires et les modifications décidées. Ce plan sera finalisé une fois connues précisément l'ensemble des 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 »), permet, depuis fin 2012, d'intervenir sur une tranche de n'importe quel site en difficulté et sa capacité d'intervention sera progressivement augmentée d'ici à 2015. 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 reposent 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*, des *Ionising Radiation Regulations* de 1999 et de la *Radiation Emergency Preparedness and Public Information Regulation* (« REPIIR »), 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 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 D^r 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 enfin 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 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 Exelon, 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 Exelon.

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 réduction du risque de perte de 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 à 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 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 des risques liés à la 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 afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver à terme les performances techniques de son parc. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique, intitulé « Sûreté et Performance de l'Hydraulique » (« SuPerHydro »), comporte un budget dédié à la sûreté de l'ordre de 800 millions d'euros sur la période 2007-2016 (voir section 6.2.1.1.4.3 (« La performance du parc de production hydraulique »)).

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 4.2.3.3 (« 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 des activités 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 (« SME ») 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 6.6.2.1 (« Organisation et certification ISO 14001 »)).

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 4.2.3.3 (« 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 trois ans, le certificat ISO 14001 pour le Système de Management Environnemental mis en œuvre par le Groupe.

4.2.3 Assurances

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

4.2.3.1 Organisation et Politique Assurances

La Division Assurances 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 le coût global de ses risques assurables¹.

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 adhérant au programme Groupe signent un programme de travail périodique pour :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;
- analyser la sinistralité et la gestion des sinistres.

Ce travail, mis en place avec le réseau des responsables assurances des entités et des filiales du Groupe, permet d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes et des visites de prévention (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.

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

La nouvelle Politique Assurances du Groupe a été validée par le Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances en octobre 2012. Elle est revue et approuvée périodiquement par le Comité exécutif et sa mise en œuvre est présentée annuellement au Comité d'audit d'EDF.

Les finalités

L'objectif de la Politique Assurances est de minimiser le coût total¹ des risques assurables de l'ensemble du Groupe, pour un niveau de risque accepté et tout en maîtrisant la volatilité.

La Politique précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts : massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe (communs pour EDF et les filiales concernées), partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures (mutuelles spécialisées, transfert aux marchés financiers, etc.), franchises individuelles et Groupe (généralement, seuls les risques de grande ampleur sont transférés), optimisation des dépenses d'intermédiation.

Les modalités d'application

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, y compris l'utilisation des sociétés d'assurances du Groupe. Il nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la Politique Assurances Groupe.

L'échange d'informations entre la Direction Contrôle des Risques Groupe (voir section 4.2.1.1 (« Principes de gestion et de contrôle des risques »)) et la Division Assurances 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 le Groupe en la matière.

EDF a mis en place ses programmes d'assurances Groupe en les étendant largement aux filiales contrôlées et les propose 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. En 2012, des filiales significatives ont été intégrées (Edison, EDF Énergies Nouvelles, etc.).

4.2.3.2 Participations aux mutuelles d'assurance internationales et primes d'assurances

EDF participe, en tant que membre, à la mutuelle *Oil Insurance Limited* (« OIL ») pour faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie, qui offre à ses membres une couverture limitée des dommages matériels. 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.

Au-delà de cette couverture 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.

En outre, l'appartenance à OIL a permis à EDF d'apporter à Edison le bénéfice de couvertures étendues concernant ses activités d'Exploration et Production, depuis le 1^{er} janvier 2013.

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 111 millions d'euros en 2012 contre 100,45 millions d'euros en 2011, hors assurances de personnes, dont 62 millions d'euros pris en charge par EDF et 18 millions d'euros au titre des couvertures réseaux aériens d'ERDF. EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la Politique Assurances Groupe sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature, les montants assurés et les prix des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

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

4.2.3.3 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, etc.), ainsi que les risques liés aux atteintes à l'environnement (rejet de substance solide, liquide ou gazeuse).

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe (« 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 disposant généralement pour des franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

4.2.3.4 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.

4.2.3.5 Assurance dommages (hors biens nucléaires)

4.2.3.5.1 Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels, qui comprend EDF, ERDF, EDF Energy ainsi que de nombreuses autres filiales, a été élargi aux actifs d'Edison depuis le 1^{er} janvier 2013.

Wagram Insurance Company Ltd., ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures OIL, des extensions de couverture (de dommages aux biens et de perte d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros).

1. Coût des sinistres (acceptés ou subis) + coût de l'assurance ou du transfert + coût d'intermédiation et de gestion + coût de la prévention.

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.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF. 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 »).

RTE souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens hors lignes électriques (postes de transformation, immeubles et locaux techniques).

4.2.3.5.2 Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier et tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, de turbine à combustion, etc.

Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers.

4.2.3.5.3 Couverture tempêtes

ERDF a conclu avec Natixis, le 11 août 2011, un contrat d'une durée de cinq ans dont l'objet est de couvrir le réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur. Avec une capacité de couverture de 150 millions d'euros, cette opération de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique reposant sur un indice fonction de la vitesse du vent.

Cette couverture a été renforcée par un contrat signé le 16 décembre 2011 avec Swiss Re, portant la capacité totale de couverture à 230 millions d'euros.

La mise en place de la couverture dommages des réseaux aériens de distribution des Systèmes Énergétiques Insulaires reste à l'étude.

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

4.2.3.6.1 Responsabilité civile d'exploitant nucléaire

Situation actuelle

Les polices d'assurance 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 6.5.6.2.2 (« 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'assurance auprès d'Allianz et d'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (« ELINI »), correspondant aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation sur une installation nucléaire.

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, ces contrats 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.

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.

Par ailleurs, aux États-Unis, c'est le régime spécifique du *Price-Anderson Act* qui s'appliquerait en cas d'accident nucléaire important (supérieur à 300 millions de dollars).

Perspectives d'évolution

Des protocoles portant modification de la convention de Paris et de la convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004. La loi TSN, n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, prévoit leur transposition en droit français à la date d'entrée en vigueur des protocoles cités ci-dessus (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)) ; EDF sera alors 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. Un projet de loi définissant les modalités de la transposition de la convention de Paris modifiée et les nouveaux montants à prendre en compte pourrait être examiné par le Parlement à l'issue du débat sur la transition énergétique, au second semestre 2013.

Le gouvernement britannique a annoncé en mars 2012, en réponse à une enquête sur l'implémentation des amendements à la convention de Paris, que les obligations des opérateurs britanniques seront portées à 700 millions d'euros et augmenteront progressivement sur une période de cinq années jusqu'à un total de 1,2 milliard d'euros après approbation de la loi par le parlement britannique.

Le Groupe a dès à présent étudié les solutions de couverture possibles (*pools* nucléaires, mutuelles, etc.), de façon à être prêt à les mettre en œuvre le moment venu. 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.

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») ci-dessous.

4.2.3.6.2 Responsabilité civile transport nucléaire

La responsabilité civile en matière de transports de substances nucléaires, conformément à la convention de Paris, porte sur l'exploitant « expéditeur » et est actuellement limitée à 22,9 millions d'euros. Ce montant devra être revu lors de la mise en application de la convention de Paris révisée.

Dans l'attente de cette transposition, le renouvellement pour 2013 s'est donc fait sur les bases en vigueur en 2012.

4.2.3.6.3 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 d'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'EMANI, pour une capacité totale de 1 750 millions d'euros au-delà d'un montant de 320 millions de dollars américains. Le programme Groupe couvrant les centrales françaises et britanniques a été renouvelé au 1^{er} avril 2012.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux USA, EDF Inc. est devenu membre de Neil¹.

1. Nuclear Electric Insurance Limited.

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 entre production et 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 (deux à trois 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 rapidement, 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.

Charte 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 souscrit (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.

En 2011, une nouvelle Charte éthique a été élaborée à destination de toutes les entités du Groupe puis validée par le Comité de direction du Groupe après un travail avec chacune des filiales d'EDF. Cette Charte 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. Elle sera ensuite diffusée et déployée dans tout le Groupe en 2013.

En outre, le Conseil d'administration d'EDF s'est 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

Un dispositif d'alerte mis en place depuis 2004 permet d'interpeller le Délégué à l'éthique et à la déontologie sur toute question, alerte ou 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 a été 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 publication interne, 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 en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

Pour ce qui concerne les fournisseurs, EDF et ERDF s'adressent à 24 720 fournisseurs en 2012 (contre 21 853 en 2011 et 20 772 en 2010). Les cinq premiers fournisseurs d'EDF et d'ERDF représentent 14 % (27,1 % en 2011 et 14,5 % en 2010) du montant commandé total d'EDF¹ et d'ERDF, et les dix premiers représentent 18,9 % (30,9 % en 2011 et 9,2 % en 2010).

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 le groupe EDF et le groupe AREVA relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats pluriannuels.

Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (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 groupe AREVA, qui représentait en 2012 de l'ordre de 35 % des achats d'EDF dans l'amont du cycle, contre environ 40 % en 2011 :

- pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement ; le groupe AREVA reste un fournisseur important d'EDF dans ce domaine ;
- en matière de conversion, une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex du groupe AREVA, en concurrence avec d'autres fournisseurs mondiaux ;
- dans le domaine de l'enrichissement, EDF s'appuie pour une part importante sur AREVA. 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 de Georges-Besse II à compter de l'année 2013. Mais 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 (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 utilisé 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 transactionnel relatif à la reprise et au conditionnement des déchets d'EDF, aux opérations de mise à l'arrêt définitif et au 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. La négociation pour la période postérieure à 2012 a été engagée. 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 2012).

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. EDF a ainsi signé en 2011 avec AREVA deux contrats significatifs, l'un portant sur la fabrication de 32 des 44 générateurs de vapeur destinés aux tranches 1 300 MW, l'autre portant sur la rénovation des systèmes de contrôle-commande des réacteurs du palier 1 300 MW. 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.

1. Hors achat de combustible.



5 Informations concernant l'émetteur

5.1	Histoire et évolution de la Société	36
5.1.1	Dénomination sociale et siège social	36
5.1.2	Registre du Commerce et des Sociétés, code APE	36
5.1.3	Date de constitution et durée de la Société	36
5.1.4	Forme juridique et législation applicable	36
5.1.5	Historique	36
5.2	Investissements	37

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 à Paris, 8^e, 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 401E.

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, ou 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 de 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 six tranches de la filière Uranium Naturel Graphite Gaz (« UNGG »), dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par le nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière Réacteur à Eau Pressurisée (« REP »), qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, soit 34 tranches dont la construction s'échelonna jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, soit 20 tranches dont la construction s'échelonna 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 Seaboard 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 SA (anciennement AEM SpA) concluent des accords relatifs à la 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.

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 second semestre de l'année 2005. Cette opération est 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 est 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 donne lieu à l'émission de 18 946 854 actions nouvelles EDF Énergies Nouvelles, dont 4 798 464 réservées au groupe EDF.

Depuis le 1^{er} 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.

En 2008, le groupe EDF devient 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 acquiert par ailleurs 51 % de la société belge EDF Luminus en fin d'année 2009, participation portée à 63,5 % en juin 2010.

EDF finalise 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 dix ans de partenariat stratégique en tant qu'actionnaire à 50 % d'EDF Énergies Nouvelles, EDF renforce 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.

Le 24 mai 2012, après plus de 7 ans de partenariat stratégique avec A2A, EDF prend le contrôle d'Edison, la plus ancienne compagnie électrique italienne et l'un des principaux acteurs du marché électrique italien, quatrième marché européen. Cette opération s'inscrit dans la mise en œuvre de la stratégie gazière du groupe, qui s'appuiera sur les compétences d'Edison dans l'ensemble de la chaîne gazière, allant de l'exploration production d'hydrocarbures à la commercialisation directe de gaz naturel.

5.2 Investissements

Pour une description des principaux investissements réalisés par la Société au cours de la période 2011-2012, 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	42
6.1.1	Contexte	42
6.1.2	Vision stratégique	43
6.1.3	Axes stratégiques à l'horizon 2020	43
6.1.3.1	Renforcer les avantages compétitifs du Groupe sur les bases existantes	43
6.1.3.2	S'implanter dans des pays clés	44
6.1.3.3	Répondre à la diversité de ses clients dans le monde	44
6.1.3.4	Maîtriser son avenir, en conjuguant l'expertise unique d'EDF et l'anticipation des besoins à long terme	44
6.1.4	Politique d'investissement	45
6.1.4.1	Investissements en 2012	45
6.1.4.2	Investissements en 2013	45
6.1.4.3	Investissements à l'horizon 2015	45
6.2	Présentation de l'activité du groupe EDF en France	46
6.2.1	Opérations non régulées France	46
6.2.1.1	Production d'électricité	46
6.2.1.2	Commercialisation	66
6.2.1.3	Optimisation amont/aval – trading	73
6.2.2	Opérations régulées France	75
6.2.2.1	Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité	75
6.2.2.2	Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	79
6.2.2.3	Systèmes Énergétiques Insulaires	84
6.2.2.4	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »)	85
6.3	Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international	86
6.3.1	Royaume-Uni	87
6.3.1.1	EDF Energy et le marché britannique	87
6.3.1.2	La stratégie	87
6.3.1.3	Les résultats opérationnels	88
6.3.1.4	Les engagements de développement durable	88
6.3.1.5	Les engagements en tant qu'employeur	89
6.3.1.6	London 2012 – Jeux olympiques et paralympiques	89
6.3.1.7	Structure d'EDF Energy	89

6.3.2	Italie	96
6.3.2.1	Stratégie du groupe EDF en Italie	96
6.3.2.2	Présentation de l'activité du Groupe en Italie	97
6.3.2.3	Production électrique	98
6.3.2.4	Activités d'Edison dans le secteur des hydrocarbures	98
6.3.2.5	Structure des ventes et commercialisation	98
6.3.2.6	Efficacité énergétique en Italie	98
6.3.2.7	Activités régulées en Italie	99
6.3.3	Autres International	100
6.3.3.1	Europe continentale	100
6.3.3.2	Amérique du Nord	104
6.3.3.3	Asie-Pacifique	107
6.3.3.4	Amérique latine, Afrique et Moyen-Orient	109
6.4	Autres activités et fonctions transverses	111
6.4.1	Autres activités	111
6.4.1.1	EDF Trading	111
6.4.1.2	Énergies nouvelles	112
6.4.1.3	Dalkia	117
6.4.1.4	Électricité de Strasbourg	117
6.4.1.5	Tiru	118
6.4.1.6	EDF Trading Logistics	118
6.4.1.7	Autres participations	118
6.4.2	Activités gaz	118
6.4.2.1	Marché final du gaz naturel	118
6.4.2.2	Projets et actifs gaziers	119
6.5	Environnement législatif et réglementaire	121
6.5.1	EDF entreprise publique	121
6.5.2	Service public en France	121
6.5.3	Législation relative au marché de l'électricité	122
6.5.3.1	Législation européenne	122
6.5.3.2	Législation française : Code de l'énergie	122
6.5.4	Législation relative au marché du gaz	125
6.5.4.1	Législation communautaire	125
6.5.4.2	Législation française : Code de l'énergie	125
6.5.5	Les concessions de distribution publique d'électricité	126
6.5.6	Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité	126
6.5.6.1	Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité	126
6.5.6.2	Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF	128

6.5.7	Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie	133
6.5.8	Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF	133
6.5.8.1	Réglementation future au niveau communautaire	133
6.5.8.2	Réglementation future au niveau national	134
6.6	Informations environnementales et sociétales	135
6.6.1	Démarche de développement durable	135
6.6.1.1	Pilotage du développement durable	135
6.6.1.2	Formation des managers et des salariés au développement durable	135
6.6.2	Informations environnementales	136
6.6.2.1	Politique environnementale	136
6.6.2.2	Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers	137
6.6.2.3	Politique et gestion des déchets	139
6.6.2.4	Gestion durable des ressources	140
6.6.2.5	Changement climatique	143
6.6.2.6	Protection de la biodiversité	147
6.6.3	Informations sociétales	149
6.6.3.1	Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes	149
6.6.3.2	Dispositifs de dialogue avec les parties prenantes	150
6.6.3.3	Le domaine sociétal	152
6.6.4	Dispositifs de reporting	155

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, les services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie, ainsi que le négoce d'énergie. Il est l'acteur principal

du marché français de l'électricité et 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.

(en gigawatts)	Capacité nette ⁽¹⁾ de production		Capacité brute ⁽²⁾ de production	
	2012	2011	2012	2011
Nucléaire	74,7	74,8	77,5	77,5
Thermique à Flamme	37,8	34,4	47,7	50,4
Hydraulique et autres renouvelables	27,0	25,4	31,1	30,9

(1) Capacité nette : capacité de production revenant au Groupe en application des règles de consolidation comptable.

(2) Capacité brute : capacité physique totale de l'unité dans laquelle le Groupe dispose d'un intérêt.

Avec une puissance installée nette de 139,5 GWe¹ dans le monde au 31 décembre 2012 (128,5 GWe² en Europe) pour une production mondiale de 642,6 TWh, le Groupe dispose, parmi les grands énergéticiens mondiaux, du parc de production le plus important et le moins émetteur de CO₂ par kilowattheure produit³ 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 39,3 millions de comptes client⁴ dans le monde (dont près de 28,6 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 2012, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 72,7 milliards d'euros, un excédent brut d'exploitation de 16,1 milliards d'euros et un résultat net courant de 4,2 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les parts de marché du Groupe sur ses trois principaux secteurs opérationnels en 2012 et 2011 :

	Électricité (production)		Gaz (vente)	
	2012	2011	2012	2011
France	84 %	80 % ⁽¹⁾	4 % ⁽²⁾	4 % ⁽²⁾
Royaume-Uni	n.d. ⁽⁴⁾	20 % ⁽³⁾	n.d. ⁽⁴⁾	5 % ⁽³⁾
Italie	9 % ⁽⁵⁾	12 % ⁽⁵⁾	21 % ⁽⁵⁾	20 % ⁽⁵⁾

(1) Calculé sur la base de l'Énergie électrique en France, publiée par RTE en 2011 et 2012.

(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) Données non disponibles à la date de dépôt du présent document de référence.

(5) Données Edison, issues du rapport annuel et du site internet d'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 volatiles du gaz et du pétrole ainsi que du CO₂ sur le marché européen du carbone. Le secteur énergétique est aussi confronté aux évolutions des politiques régulateurs 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 par rapport à 2009), surtout dans les pays émergents à démographie en expansion, encore plus soutenue pour l'électricité (+ 70 % en 2035) ; 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 ;
- la nécessité de respecter les politiques environnementales visant à réduire les émissions de CO₂ dans 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 économiques 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 ;

1. Source : EDF. Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable.

2. Hors capacités installées d'EDF Energies Nouvelles en Europe, soit 2 067 MW.

3. Source : PriceWaterhouseCoopers, Facteur carbone européen, novembre 2012.

4. Source : EDF. Un client peut avoir deux comptes client : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.

- 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 CO₂ 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 l'horizon 2020

6.1.3.1 Renforcer les avantages compétitifs du Groupe sur les 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.

À la suite de l'accident de Fukushima et des tests de résistance européens, EDF renforce encore la protection des centrales nucléaires face aux inondations et séismes, et a mis 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 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, les parcs d'éoliennes *off-shore* ou de nouveaux cycles combinés gaz ;
- 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 : renforcement des 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, ainsi que les échanges en cours avec le gouvernement britannique sur les conditions de rentabilité, permettent au Groupe de travailler sur ses projets de développement nucléaire. En parallèle, il entend prolonger la durée de vie du parc existant, dans les conditions maximales de sécurité.

L'Italie : plateforme de développement du Groupe

La prise de contrôle d'Edison intervenue le 24 mai 2012 (voir section 6.3.2.1 (« Stratégie du groupe EDF en Italie »)) permet 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 sur 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.

La Pologne : des perspectives de développement

Le Groupe a vocation à se développer dans ce pays, caractérisé par des perspectives de croissance, tant pour l'activité économique que pour la consommation électrique. Le Groupe y exerce trois de ses métiers, production thermique comme renouvelable, services énergétiques et commercialisation, et y poursuit la mise en place de synergies opérationnelles.

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.

6.1.3.2 S'implanter dans des pays clés

EDF distingue quatre pays clés en termes de développement international : la Russie, la Turquie, le Brésil et la Chine. Tous sont des pays à forte croissance avec des besoins importants en énergie électrique et essentiels pour le développement de certains métiers du Groupe : le nucléaire en Chine, l'hydraulique au Brésil, l'approvisionnement en gaz de l'Europe pour la Russie.

6.1.3.3 Répondre à la diversité de ses clients dans le monde

EDF souhaite renforcer sa présence internationale et valoriser la diversité de son expertise. Au-delà des quatre pays clés mentionnés ci-dessus, EDF a pour objectif de développer des projets créateurs de valeur, le plus souvent en partenariat avec des acteurs locaux.

En matière de production, le Groupe vise à horizon 2020 une capacité installée qui maintienne sa position parmi les leaders mondiaux, 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 CO₂, 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 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 ;
- 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 ;
- pour les autres énergies renouvelables, la montée à 100 % au capital d'EDF Énergies Nouvelles en 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, le gaz est pour EDF 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 la prise de contrôle exclusive d'Edison sont au cœur de cette démarche (voir sections 6.4.2.2.2 (« Infrastructures »), 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 stratégiques 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.

6.1.3.4 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 CO₂. 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 CO₂, 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 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 2012

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 13,4 milliards d'euros en 2012, contre 11,1 milliards d'euros en 2011. Les investissements ont porté à la fois sur les domaines régulé (26 %) et non régulé (74 %). Dans le domaine non régulé, les investissements se répartissent à quasi-parité entre investissements de développement de nouvelles capacités (nouveau nucléaire, cycles combinés à gaz), qui représentent 5,5 milliards d'euros (41 % du total), et investissements de maintenance, qui s'élèvent à 4,4 milliards d'euros (33 % du total), dont près de 3,1 milliards d'euros concernent la maintenance nucléaire. En France, les investissements opérationnels bruts ont augmenté de 11,6 %, à 8,2 milliards d'euros. D'importants investissements opérationnels ont été réalisés au Royaume-Uni pour près de 1,6 milliard d'euros et concernent les énergies renouvelables et le développement du nouveau nucléaire. Dans le reste du monde, les investissements opérationnels ont atteint près de 1 milliard d'euros, et 2,6 milliards d'euros dans les autres activités (EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading et Dalkia).

En 2012, EDF a aussi réalisé des investissements nets de croissance externe, notamment l'acquisition suivie d'une offre publique obligatoire pour les actionnaires minoritaires d'Edison, le rachat d'Enerest et de Photowatt en France, ainsi que des participations minoritaires dans les filiales polonaises.

6.1.4.2 Investissements en 2013

En 2013, les investissements nets hors opérations stratégiques du Groupe devraient être assez proches des 12 milliards d'euros investis en 2012.

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. Dans ce cadre, le Groupe a déjà renforcé ses exigences en matière de rentabilité des investissements.

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 de contrats pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande de sûreté pour les réacteurs de 1 300 MW et pour 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, pour répondre aux prescriptions de l'ASN.

La croissance des investissements passe aussi par le développement du parc nucléaire. Pour ce faire, le Groupe s'appuie sur l'EPR, technologie issue de l'expérience conjointe de l'exploitation des parcs nucléaires français et allemand – et dont le référentiel de sûreté a été entériné par les autorités de sûreté allemande, française et, depuis 2012, anglaise (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

L'EPR est un réacteur pouvant atteindre une puissance de l'ordre de 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. Il appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée actuellement en service en France. Il bénéficie en outre 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 d'exploitation.

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

Le projet EPR s'inscrit en outre dans la démarche EDF d'acteur de la protection de l'environnement en améliorant sensiblement ses performances par rapport au parc actuel.

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 importante 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.

Le développement des projets EPR de Flamanville 3 en France et de Taishan 1 et 2 en Chine 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 :

- en maîtrisant un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de l'ASN ;
- en développant une organisation industrielle opérationnelle pour la construction des premiers modèles ;
- en acquérant, à travers ces projets, une expérience de réalisation de centrales de technologie EPR permettant de capitaliser le retour d'expérience avant le lancement de nouveaux projets. C'est ainsi qu'EDF et AREVA ont signé un accord technique et commercial en 2011 portant notamment sur la poursuite de l'optimisation de l'EPR sur la base du retour d'expérience des chantiers en cours.

Outre ce programme EPR en cours de réalisation, le Groupe a des projets au Royaume-Uni et à plus long terme en Pologne. L'EPR est aujourd'hui le programme de référence du Groupe dans le domaine du développement nucléaire.

Cependant, il apparaît essentiel de renforcer l'offre de réacteurs nucléaires, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011, confirmées par le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012. Le 19 octobre 2012, EDF, AREVA et CGNPC ont ainsi signé un accord de coopération en vue d'envisager l'élaboration d'un nouveau réacteur de troisième génération de taille intermédiaire (1 000-1 100 MW).

En collaboration avec AREVA, EDF renforce également l'optimisation de la conception de l'EPR, au-delà de la prise en compte du retour d'expérience des EPR en cours de réalisation.

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

Parallèlement, le groupe EDF investira pour diversifier son mix énergétique, tout en poursuivant l'objectif de disposer d'un parc de production électrique à 75 % non émetteur de CO₂.

Ainsi, plusieurs investissements de long terme ont déjà été décidés. En France, la centrale à charbon de Bouchain sera transformée en cycle combiné gaz de 510 MW sur la base de la turbine développée avec GE Energy. EDF a aussi pris la décision en juin 2011 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.

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 2012, la Direction Production Ingénierie représente 38 417 salariés¹. 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 97,9 GW en France continentale² au 31 décembre 2012, EDF dispose du parc de production le plus important

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 31/12/2010		Au 31/12/2011		Au 31/12/2012	
	En MW	%	En MW	%	En MW	%
Parc installé ⁽¹⁾						
Nucléaire	63 130	65	63 130	65	63 130	65
Hydraulique ⁽²⁾	20 022	21	20 007	20	20 010	20
Thermique ⁽³⁾	14 012	14	14 275	15	14 734	15
TOTAL	97 176⁽⁴⁾	100	97 424⁽⁴⁾	100	97 874⁽⁴⁾	100

(1) Exprimé en MW de puissance maximale couplée au réseau.

(2) Hors Corse et outre-mer, soit 400 MW en 2012.

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 1 488 MW en 2012, et y compris 2 325 MW pour les tranches en arrêt garanti pluriannuel.

(4) Cette valeur inclut également 12 MW de capacité de production éolienne.

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'Espagne³).

En 2012, la production du parc d'EDF en France a été de 454,4 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 461,1 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

Le parc en France continentale se compose au 31 décembre 2012 de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (« REP ») (une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur, leurs auxiliaires ainsi que les bâtiments pour accueillir l'ensemble). Ces tranches, de puissances électriques variables allant de 900 MW à 1 450 MW, sont réparties sur 19 sites et ont une moyenne d'âge de 27 ans.
- 36 tranches thermiques à flamme en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 28 ans pour celles en service ; à ces tranches viennent s'ajouter 7 tranches en arrêt garanti pluriannuel⁴ ;
- 435 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 68 ans⁵.

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 »)) ;
- 84 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHYM (69,5 %), CERGA (détenue à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW). Ces centrales représentent un total d'environ 121 MW de capacité installée en 2012 et d'environ 575 GWh de productible⁶.

1. En hausse de 1 848 salariés par rapport à l'année 2011.

2. Pour la Corse et l'outre-mer, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes Énergétiques Insulaires »).

3. Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2012, les statistiques de l'année n'étant disponibles qu'au 30 avril de l'année suivante.

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 :

Production	Au 31/12/2010		Au 31/12/2011		Au 31/12/2012	
	En TWh	%	En TWh	%	En TWh	%
Nucléaire	407,9	88,0	421,1	91,6	404,9	89,1
Hydraulique ^{(1) (2)}	38,8	8,4	26,8	5,8	34,5	7,6
Thermique ⁽³⁾	16,9	3,6	11,8	2,6	14,9	3,3
TOTAL ⁽⁴⁾	463,6	100	459,7	100	454,3	100

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,3 TWh en 2012.

(2) Production nette du pompage : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») s'élève à 6,7 TWh en 2012, ce qui conduit à une production hydraulique non réduite de la consommation liée au pompage de 41,2 TWh, et comprenant la production marémotrice de la Rance (503 GWh).

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 4,1 TWh en 2012.

(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 97,9 GW en France au 31 décembre 2012, 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 production¹ et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures et du charbon grâce aux parcs nucléaire et hydraulique ;
- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille « aval » d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas : l'hydraulique au fil de l'eau est 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 améliorer les performances techniques de ses centrales et à en étendre la durée de fonctionnement ;
- un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO₂ grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ;

- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

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 2012, 89,1 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation liée au pompage hydraulique. 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) d'un âge moyen de 31 ans ;
 - le palier 1 300 MW, composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 24 ans ;
 - le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 12 ans, 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 de 27 ans en moyenne, réparties sur 19 sites, propriété d'EDF, et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2012.

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 et visites décennales des tranches à fin 2012 sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Fin de la dernière Visite Décennale	Prochaine Visite Décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Fin de la dernière Visite Décennale	Prochaine Visite Décennale
Fessenheim 1	1978	2010	VD4	Gravelines 6	1985	2007	VD3
Fessenheim 2	1978	2012	VD4*	Cruas 3	1985	2004	VD3
Bugey 2	1979	2010	VD4	Cruas 4	1985	2007	VD3
Bugey 3	1979	2002	VD3	Chinon B3	1987	2010	VD3
Bugey 4	1979	2011	VD4*	Chinon B4	1988	2010	VD3
Bugey 5	1980	2011	VD4*	Paluel 1	1985	2006	VD3
Dampierre 1	1980	2011	VD4*	Paluel 2	1985	2005	VD3
Gravelines 1	1980	2012	VD4*	Paluel 3	1986	2007	VD3
Gravelines 2	1980	2002	VD3	Paluel 4	1986	2008	VD3
Tricastin 1	1980	2009	VD4	Saint-Alban 1	1986	2008	VD3
Tricastin 2	1980	2011	VD4*	Flamanville 1	1986	2008	VD3
Dampierre 2	1981	2012	VD4*	Saint-Alban 2	1987	2008	VD3
Dampierre 3	1981	2003	VD3	Flamanville 2	1987	2008	VD3
Dampierre 4	1981	2004	VD3	Cattenom 1	1987	2006	VD3
Tricastin 3	1981	2012	VD4*	Cattenom 2	1988	2008	VD3
Tricastin 4	1981	2004	VD3	Nogent 1	1988	2009	VD3
Gravelines 3	1981	2012	VD4*	Belleville 1	1988	2010	VD3
Gravelines 4	1981	2003	VD3	Belleville 2	1989	2009	VD3
Blayais 1	1981	2012	VD4*	Nogent 2	1989	2010	VD3
Blayais 2	1983	2003	VD3	Penly 1	1990	2011	VD3*
Blayais 3	1983	2004	VD3	Cattenom 3	1991	2011	VD3*
Blayais 4	1983	2005	VD3	Golfech 1	1991	2012	VD3*
Saint-Laurent 1	1983	2005	VD3	Cattenom 4	1992	2003	VD2
Saint-Laurent 2	1983	2004	VD3	Penly 2	1992	2004	VD2
Chinon B1	1984	2003	VD3	Golfech 2	1994	2004	VD2
Cruas 1	1984	2005	VD3	Chooz B1	2000	2010	VD2
Chinon B2	1984	2006	VD3	Chooz B2	2000	2009	VD2
Cruas 2	1984	2007	VD3	Civaux 1	2002	2011	VD2*
Gravelines 5	1985	2006	VD3	Civaux 2	2002	2012	VD2*

* Sous réserve d'obtention de l'autorisation d'exploitation de l'ASN. L'autorisation de fonctionner pour les dix années suivantes est accordée par l'ASN durant le cycle de production qui suit chaque Visite Décennale après instruction du Rapport de conclusion du réexamen de sûreté, remis par l'exploitant six mois après la fin de la Visite Décennale.

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 27 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans (durée de référence en comptabilité et pour la conception initiale des tranches nucléaires), le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires 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, depuis la décision prise en décembre 2012 par l'énergéticien Enel de mettre fin aux accords de coopération signés en 2007 avec EDF (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)), EDF compte dans son parc 10 tranches de production en participation (à hauteur de 1,4 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg¹ (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel² (12,5 %).

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

1. Groupe Axpo.

2. Groupe GDF Suez.

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 (trois têtes de série sont concernées) et assument les risques sur la performance liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production (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 (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'exploitation¹. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). À périmètre constant de capacités et dans le respect des choix de mix énergétique, EDF cherche à accroître sa production d'origine nucléaire.

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 2012, 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 d'une durée normative d'environ 35 jours ;
- la visite partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance et dont la durée normative est de l'ordre de 60 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée normative de l'ordre de 100 jours afin d'effectuer une visite décennale (« VD »). 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'encontre, 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.

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

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base, juste après l'hydraulique au fil de l'eau, 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 saisonnalité 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 MW²) 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 moins dépendantes des conditions climatiques.

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 404,9 TWh en 2012, un volume en baisse de 16,2 TWh (soit 3,8 %), par rapport à celui de 2011.

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

- le coefficient de disponibilité (Kd) (énergie disponible³ rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) ;
- le 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 73 % en 2012, est en baisse par rapport à celui de 2011 (76,1 %). C'est la résultante d'un Kd de 79,7 %, en baisse de 1 point par rapport à 2011, et d'un Ku de 91,6 %, en baisse de 2,7 points par rapport à celui de 2011.

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.

3. 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.

Par rapport à l'année 2011, l'écart de production d'un peu plus de 16 TWh résulte principalement d'un volume de prolongations d'arrêts plus important du fait :

- d'aléas techniques et de défauts de qualité sur un certain nombre d'opérations menées lors d'arrêts, principalement au second semestre 2012 ;
- de travaux et contrôles supplémentaires réalisés lors d'arrêts, notamment sur les tranches du palier N4 à Chooz et Civaux.

Dans le même temps, l'année 2012 s'est caractérisée par :

- la poursuite de la maîtrise des avaries exceptionnelles, grâce à l'aboutissement du programme de lessivage des générateurs de vapeur en 2011 et à l'avancement du programme de rénovation des alternateurs et transformateurs principaux ;
- le maintien des performances en termes d'indisponibilité fortuite (taux de 2,8 % en 2012).

Grâce à une stratégie de maintenance volontariste mise en œuvre depuis 2007 au niveau de la rénovation et du remplacement des grands composants, ainsi que des améliorations de l'organisation et des méthodes de travail, le Groupe estime qu'en périodes d'exploitation normalisées telles que nous en avons connues antérieurement, un Kd proche de 85 % est atteignable. Cependant, le parc étant aujourd'hui entré dans une période de grand carénage important pour les 10 ans qui viennent, avec de nombreux travaux entraînant des arrêts plus longs, l'enjeu des années à venir sera de maîtriser industriellement le programme et les impacts sur les durées d'arrêt. Par ailleurs, compte tenu de la forte saisonnalité de la demande d'électricité en France (voir « Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF » ci-dessus) et de l'état de développement des moyens de production EnR (énergies renouvelables), les enjeux se sont déplacés. Aujourd'hui, EDF a avant tout pour objectif de disposer du maximum de production disponible en hiver, et souhaite désormais maintenir durablement une disponibilité du parc nucléaire supérieure à 90 % sur cette période à fort enjeu.

La déclinaison sur le parc en exploitation du projet industriel nucléaire d'EDF

Pour 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.

Ainsi, d'ici à 2015, EDF vise à pérenniser son patrimoine technique et industriel, par des actions tant techniques qu'organisationnelles et humaines. 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 2012 :

- les stators d'alternateurs ont été rénovés sur 31 tranches, pour un total de 50 tranches présentant des risques d'isolement ;
- le remplacement préventif des pôles « cuirassés » de transformateurs principaux se poursuit. À fin 2012, 18 pôles (soit l'équivalent de 6 tranches avec 3 pôles par tranche) ont été intégralement rénovés. Ce programme, industrialisé depuis 2012 avec la poursuite de l'objectif d'un remplacement des pôles sur l'équivalent de 4 tranches par an en moyenne, a permis de solder la rénovation du palier N4 et de sécuriser les tranches du palier 1 300 MW dès fin 2012 ;
- entre 1990 et fin 2012, 23 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de générateur de vapeur¹.

Les troisièmes visites décennales (« VD3 ») des tranches 900 MW sont ainsi l'occasion d'engager le renouvellement de gros composants.

Sur les aspects organisationnels de la maintenance courante, EDF poursuit le déploiement de la démarche AP913², démarche de fiabilisation et d'élaboration de bilans de santé des matériels qui vise à réduire le taux d'indisponibilité fortuite.

Le renforcement du pilotage opérationnel de la production et des arrêts de tranche se poursuit également, en systématisant pour chaque arrêt la mise en place d'un centre opérationnel de pilotage en continu de l'arrêt de tranche (« COPAT ») et en déployant un nouveau système d'information (« SDIN »). L'objectif visé est de réduire la moyenne des prolongations d'arrêt par un pilotage en continu des activités critiques de l'arrêt et un traitement réactif des alertes techniques.

Par ailleurs, suite aux prolongations d'arrêt observées en 2012, le dispositif de maîtrise des durées d'arrêt sera renforcé avec notamment la recherche d'une stabilisation du volume de maintenance préventive sur les arrêts, l'amélioration de la qualité de préparation et de réalisation des interventions de maintenance et le renforcement du contrôle des opérations de redémarrage.

Le projet industriel du parc nucléaire se poursuivra 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 (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

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 6.6.2.1 (« Organisation et certification ISO 14001 »)). 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 de 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 à des niveaux largement inférieurs 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, dans l'Aube. Pour les déchets d'exploitation de faible et moyenne activité (déchets « FMA »), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires. 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 évacuer directement au centre de stockage de l'Aube une partie des déchets de faible activité habituellement incinérés, et à en entreposer sur les sites des centrales et de Centraco. Depuis le 29 juin 2012, date à laquelle l'ASN a autorisé SOCODEI à redémarrer l'incinérateur de son usine Centraco, la situation est en cours de normalisation.

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 »).

1. À fin 2012, un des remplacements était en cours sur l'une des 23 tranches.

2. Voir glossaire.

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 de chaque réacteur à eau pressurisée d'EDF) ;
- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs (« AAR ») ;
- 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 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 (418 en 2012 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF) ;
- 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 (sauf événement majeur nécessitant une prise en compte immédiate). Les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en contrôle le respect ; EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre après approbation de l'ASN (voir section 6.2.1.1.3.1. (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales (voir sections 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ») et 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

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

- les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence internationale de l'énergie atomique) sont effectuées à la demande de l'État français et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ;
- les visites internationales « revues de pairs » (*Peer Reviews*) menées par la WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté 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 EGE (évaluations globales d'excellence) 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 (« AAR¹ »). L'année 2012 confirme la tendance de 2011 (30 AAR en 2011, soit la plus faible valeur de l'histoire du parc) avec 32 AAR sur l'année.

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 sur l'environnement et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

Dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les conséquences sur l'environnement et sur les populations et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour le niveau national et 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 préfets. En 2012, 12 exercices d'ampleur nationale ont été organisés.

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la Force d'action rapide nucléaire (« FARN »), a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Fin 2012, il est possible de projeter la FARN sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. À fin 2015, elle sera pleinement opérationnelle de manière à permettre des interventions en parallèle sur 6 tranches.

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

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) ou au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

De 2002 à 2012, 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 18 janvier 2012, EDF a déclaré à l'ASN un événement significatif pour la sûreté qui a été classé au niveau 2 de l'échelle INES, sans conséquence immédiate pour la sûreté. Il s'agissait de l'absence d'un orifice « casse-siphon¹ » sur les tuyauteries de refroidissement des piscines d'entreposage des combustibles des tranches 2 et 3 de la centrale de Cattenom. À la suite de cet événement, EDF a réalisé une vérification systématique des « casse-siphon » des piscines d'entreposage du parc. Par ailleurs, l'ASN a demandé de prévoir une modification des « casse-siphon » dans le cadre des réexamens de sûreté en cours. Ces modifications ont débuté en 2011 et devront être mises en œuvre sur l'ensemble des piscines d'ici à mars 2014.

Chaque année, EDF traite en moyenne un événement de niveau 1 par réacteur. L'année 2012 marque un léger retrait avec un nombre moyen d'événements recensés de niveau 1 de 1,55 par réacteur (soit 90 événements). Le nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) est de 10,36 par réacteur (soit 601 événements).

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 2012, la dose collective moyenne est de 0,67 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 39 hommes-sieverts en 2012), niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par les exploitants de

réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée. La dosimétrie en 2012 est légèrement supérieure à celle de 2010 (0,62 homme-sievert) mais inférieure à celle de 2011 (0,71 homme-sievert). 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 continuer à baisser les doses individuelles des expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire. Ainsi, en 2012, aucun parmi les intervenants, salariés d'EDF et des prestataires, n'a reçu une dose individuelle sur 12 mois glissants supérieure à 16 millisieverts tout en restant inférieure à 20 millisieverts, limite réglementaire annuelle pour le corps entier (3 personnes en 2010, 2 en 2011).

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 UNE (uranium naturel 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 de quatre à cinq ans dans le réacteur ;
- l'aval du cycle, pour le parc de réacteurs en France : l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage, tel que prévu dans la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

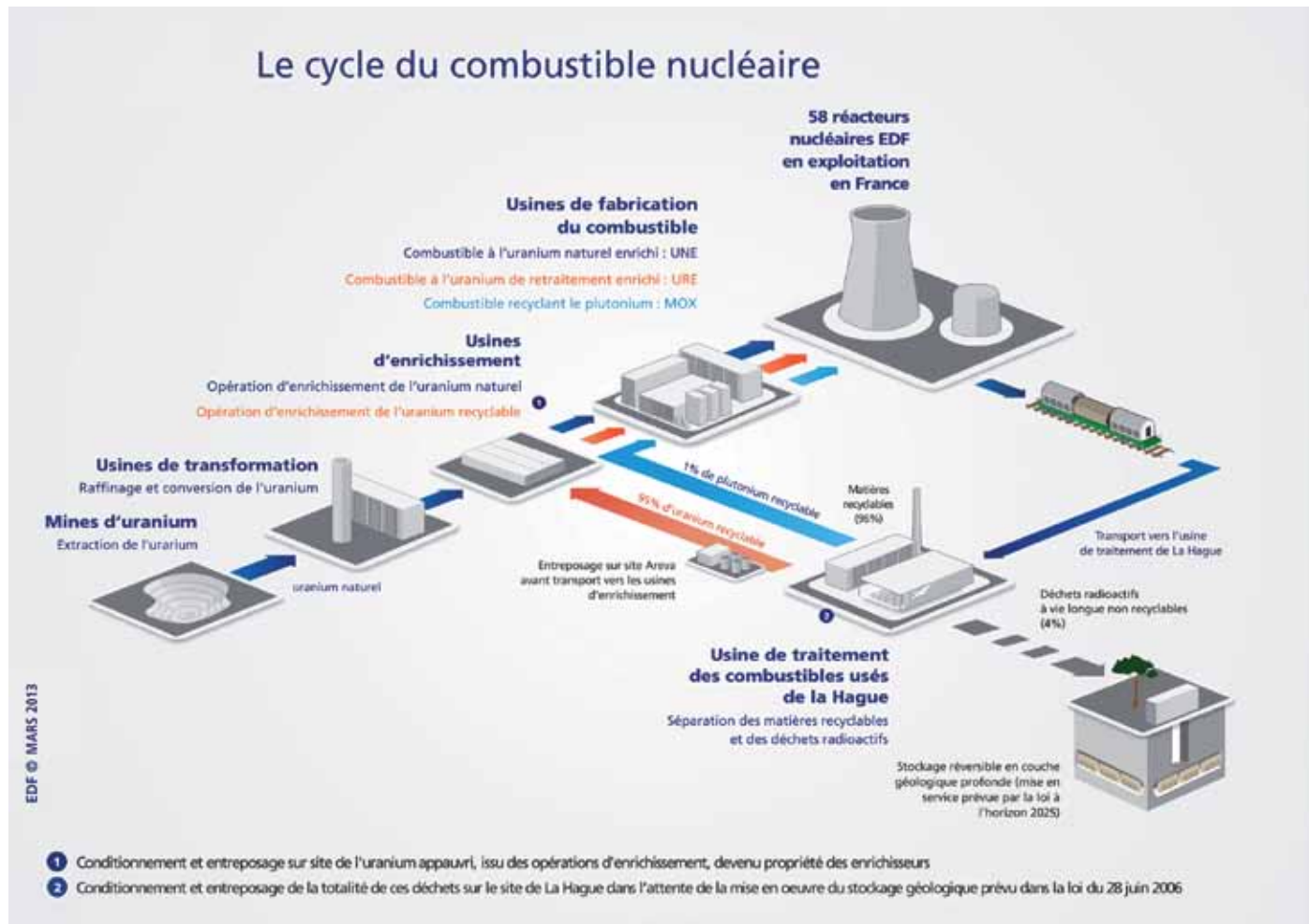
EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U_3O_8), les transformations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

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.

1. Un orifice « casse-siphon » est aménagé sur la tuyauterie d'injection d'eau au voisinage de la surface des piscines d'entreposage du combustible. Il vise à enrayer tout amorçage d'un siphonage, qui conduirait à une baisse du niveau d'eau dans les piscines.

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 20 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 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. Dans ce cadre, EDF a signé en 2012 un accord avec le producteur australien Paladin Energy,

portant sur une quantité totale d'environ 5 000 tonnes d'uranium naturel pour une période de 6 ans, de 2019 à 2024.

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. Dans ce contexte, EDF et AREVA ont signé en 2012 deux contrats assurant la fourniture d'environ 30 000 tonnes d'uranium sur la période 2014-2035.

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)

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, Converdun aux États-Unis et Tenex en Russie.

Des 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

Dans un objectif de sécurisation de ses approvisionnements en services d'enrichissement à des conditions compétitives, EDF s'est assuré d'une couverture significative de ses besoins auprès des enrichisseurs Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) et Tenex (Russie).

En parallèle, EDF et AREVA ont conclu en 2008 un contrat de long terme qui définit les conditions dans lesquelles EDF enlèvera à compter de 2013 une partie de la production de Georges-Besse II, nouvelle installation d'AREVA basée sur l'ultracentrifugation, en remplacement de l'ancienne installation qui utilisait la diffusion gazeuse. Progressivement, une part significative des services d'enrichissement approvisionnés par EDF proviendra de cette nouvelle usine.

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 en 2012 pour la période 2013-2014 et intègrent les évolutions de produits.

Le contrat conclu avec AREVA NP assure la part prépondérante des besoins d'EDF.

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. Les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX. Les capacités de recyclage conduisent à traiter environ 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 un premier temps dans les piscines des centrales puis dans celles de l'usine de traitement d'AREVA à La Hague. Les conditions d'entreposage sont reconnues sûres sur des échelles de temps de plusieurs décennies. À l'issue d'une période de 15 ans

environ après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO₂ usés sont traités afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

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

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. Une négociation est engagée avec AREVA pour définir les conditions du traitement-recyclage à partir de 2013. Dans l'attente de la finalisation de cette négociation, EDF et AREVA ont conclu un accord transitoire qui permet de reconduire en 2013 les conditions appliquées pendant la période 2008-2012.

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 versée 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 6.5.6.2.2 « Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »). Ce calendrier a été confirmé par le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012. L'ANDRA a donc saisi la Commission Nationale du Débat Public le 9 octobre 2012 pour organiser un débat public en 2013 sur ce projet. Le Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (« HCTISN ») a été sollicité par l'ANDRA puis mandaté par l'État pour mettre en place des groupes de réflexion en amont du débat public.

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.

Depuis début 2012, l'ANDRA réalise des études d'esquisse afin de sélectionner les options de conception qui seront retenues dans le décret d'autorisation de création du Centre industriel de stockage géologique (« Cigéo »).

À la demande de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (« DGEC »), une convention de partenariat a été mise en place entre l'ANDRA et les exploitants pour faire bénéficier les études d'esquisse du projet de centre industriel de stockage géologique des compétences et de l'expérience apportées par les exploitants.

Les coûts du stockage géologique sont discutés dans le cadre d'un groupe de travail piloté par la DGEC qui doit remettre ses conclusions en 2013 en vue du débat public évoqué précédemment.

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. 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 de tri et de traitement du graphite. L'ANDRA a remis aux pouvoirs publics fin 2012 un rapport proposant notamment la reprise de la recherche de sites.

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 Soulaives, 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, maîtrisé sans aucun rejet chimique ou radioactif, a été classé par l'ASN au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES. Le 29 juin 2012, l'ASN a autorisé SOCODEI à redémarrer l'incinérateur de l'usine Centraco, ce qui permet de reprendre le traitement des déchets qui étaient entreposés sur les sites des centrales nucléaires (voir section 6.2.1.1.3.3. (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

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 29 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012), 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 ce mode de gestion comme la solution industrielle de référence.

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 2012 sont établies en application des prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007. Conformément à cette loi, le ministre en charge de l'énergie arrêtera et publiera une nouvelle évaluation du coût de stockage fin 2013, sur la base d'un chiffrage proposé par l'ANDRA et après avoir recueilli l'avis des exploitants et de l'Autorité de sûreté nucléaire.

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 : il permet une relative indépendance énergétique grâce à des réserves mondiales d'uranium importantes, plus que suffisantes pour couvrir la demande mondiale prévue à l'horizon 2035 (AIE, *World Energy Outlook 2012*) ; l'énergie nucléaire est également une énergie non émettrice de CO₂, atout essentiel dans le contexte du changement climatique.

Le développement de réacteurs de quatrième 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, le Conseil de politique nucléaire réuni le 28 septembre 2012 a réaffirmé la confiance de la France dans la technologie et l'industrie nucléaires françaises et la poursuite du projet EPR à Flamanville.

Dans ce cadre, l'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur les axes stratégiques suivants :

- la mise en place des conditions techniques permettant l'extension à 60 ans de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation :
 - poursuite de l'amélioration de leur sûreté, en premier lieu par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon,
 - mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence ;
- la construction d'une première tranche EPR à Flamanville ;
- l'optimisation de l'EPR capitalisant sur le retour d'expérience du Groupe et le développement de nouveaux modèles de réacteurs de troisième génération (1 000 MW et 1 500 MW) (voir section 6.1.4.3. (« Investissements à l'horizon 2015 »)).

Extension à 60 ans de la durée de fonctionnement des tranches en exploitation

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

Les évaluations complémentaires de la sûreté sur les centrales nucléaires françaises ont fait suite à l'accident de Fukushima au Japon en mars 2011 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 d'autorités de sûreté européennes WENRA (*Western European Nuclear Regulator Association*), et par l'organisation de « revues de pairs » par l'ensemble des autorités de sûreté européennes rassemblées dans ENSREG (*European Nuclear Safety Regulators Group*). Chacune des autorités de sûreté nationale a ensuite exercé sa responsabilité réglementaire en poursuivant un cahier des charges établi sur une base nationale.

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN ses 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») pour ses réacteurs nucléaires en exploitation et en construction.

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

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

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens de sûreté périodiques, pratiqués en France depuis les années 1980 et codifiés

depuis par la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN ») de juin 2006. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, propositions qui renforcent la prise en compte des situations allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté et ce, pour concourir à élever encore le niveau de sûreté actuel des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'« à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande 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 ».

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre 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 situations étudiées dans le cadre des ECS (agressions au-delà des niveaux considérés dans les référentiels de sûreté et se traduisant par la perte de fonctions de refroidissement ou de sources électriques de longue durée affectant plusieurs installations d'un même site).

À la suite de la publication de l'avis de l'ASN au gouvernement, le coût des travaux de sûreté post-Fukushima a été évalué à 10 milliards d'euros²⁰¹⁰. Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de six cents prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'action post-Fukushima défini à la suite des évaluations complémentaires de sûreté. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise robustes résistant à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra, dans un premier temps, comprendre des moyens électriques « bunkerisés » qui doivent être en place partout avant 2018 ; dès la fin 2013, des groupes diesel de secours provisoires devront être installés. La définition complète du noyau dur fera l'objet jusqu'en début 2013 de prescriptions techniques réglementaires de la part de l'ASN. Les décisions publiées en juin 2012 ont également confirmé la mise en œuvre de la FARN (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). Les travaux entrepris à la suite de l'accident de Fukushima s'étendront sur plusieurs années et EDF va continuer à mobiliser toute son expertise, ainsi que les ressources de la filière industrielle, pour étudier et réaliser l'ensemble de ces améliorations de façon à respecter les prescriptions de l'ASN.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

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

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

Cette position générique de l'ASN est complétée par des décisions réacteur par réacteur. Ainsi, à l'issue de la visite décennale de chaque réacteur du palier 900 MW, l'ASN prononce une autorisation pour le redémarrage. Six mois après le redémarrage suivant la visite décennale, l'exploitant lui remet un rapport de conclusion du réexamen de sûreté sur la base duquel l'autorité de sûreté adopte une décision qui fixe les prescriptions techniques complémentaires à mettre en œuvre par l'exploitant pour poursuivre l'exploitation du réacteur dix années supplémentaires.

La tranche du Tricastin 1 est la première à avoir connu l'ensemble du processus nécessaire à la poursuite d'exploitation jusqu'à 40 ans. Cela 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 techniques émises à cette occasion par l'ASN, EDF devra notamment terminer d'ici à fin 2014 les travaux engagés afin d'assurer par un renforcement des ouvrages hydrauliques de

Donzère-Mondragon une protection adaptée de la centrale nucléaire contre le risque d'inondation en cas de crue millénaire 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 notamment 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. La seconde tranche de Fessenheim a terminé sa troisième visite décennale en mars 2012, date à laquelle le réacteur a été autorisé à redémarrer. Pour ces deux tranches comme pour les autres, EDF s'est engagé à réaliser les travaux complémentaires conformément aux conditions prescrites par l'ASN (concernant les décisions relatives à la centrale de Fessenheim, voir section 6.5.8.2 (« Réglementation, future au niveau national »)).

La tranche de Bugey 2 a également terminé sa troisième visite décennale en 2010, à l'issue de laquelle l'ASN a autorisé la poursuite de son exploitation pour une durée de dix années supplémentaires.

Les tranches de Bugey 4 et 5, Dampierre 1 et 2, Le Tricastin 2 et 3, Gravelines 1 et 3, et la tranche 1 du Blayais ont également passé leur troisième visite décennale à fin 2012.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu notamment de l'investissement important réalisé, d'une part, lors des troisième visites décennales et, d'autre part, au titre des améliorations post-Fukushima. Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de recherche & développement. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être (voir section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)), et des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

S'agissant des améliorations de la sûreté des tranches à réaliser pour étendre la durée de fonctionnement à 60 ans, une première réunion avec l'ASN s'est déroulée en septembre 2010 pour en présenter les principales orientations. L'ASN a fait examiner ces propositions d'amélioration les 18 et 19 janvier 2012 par le groupe permanent « réacteurs », composé d'experts mandatés par elle. Le groupe permanent a jugé ces propositions de façon positive, en recommandant qu'elles soient complétées et pour certaines renforcées. Ces propositions d'améliorations sont revues et réévaluées à l'aune des enseignements tirés de l'accident de Fukushima.

24 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 nouveaux moyens de production.

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.

État d'avancement du projet EPR (European Pressurized water Reactor) de Flamanville

Une ingénierie « architecte-ensemblier »

Pour la réalisation du projet EPR de Flamanville 3, EDF a souhaité conserver le rôle d'architecte-ensemblier qui correspond à la position adoptée par EDF lors du développement, de la rénovation et de la déconstruction de ses actifs de production en s'appuyant sur ses compétences internes d'ingénierie. Ce rôle permet la maîtrise de la conception et du fonctionnement des centrales, de l'organisation des projets de développement, du planning de réalisation et

du coût de construction, des relations avec l'ASN et de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Phase de lancement du projet

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, en cohérence avec la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« loi POPE »).

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 à la suite duquel le décret d'autorisation de création (« DAC ») de l'installation nucléaire Flamanville 3 a été délivré le 11 avril 2007. Le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012 a réaffirmé la poursuite du projet EPR à Flamanville.

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 2015. L'ASN a par ailleurs considéré que les évolutions apportées par EDF à l'architecture du contrôle-commande de l'EPR sont satisfaisantes eu égard à la demande faite en octobre 2009 d'éléments de justification complémentaires et d'examen de dispositions de conception différentes.

Contrats de fourniture et de travaux

À fin 2012, EDF a attribué 200 contrats, représentant plus de 99 % du montant total. Les six 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 2013-2014.

À la suite de la détection de défauts sur plusieurs d'entre elles, EDF a décidé de remplacer les 45 consoles du pont de manutention du bâtiment réacteur. Il s'agit de boîtes métalliques disposées sur la circonférence du bâtiment réacteur et sur lesquelles s'appuiera le pont mobile nécessaire à la manipulation du combustible et à l'introduction de nouveaux composants (cuve, générateurs de vapeur...). À fin décembre 2012, les nouvelles consoles ont toutes été montées sur site.

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 2012, des étapes importantes de la construction ont été franchies :

- mise en eau du canal d'aménée de la station de pompage, nécessaire à l'alimentation en eau de mer des circuits de refroidissement ;
- finalisation du montage du groupe turbo-alternateur avec la mise en place du rotor de l'alternateur en salle des machines ;

- installation des supports des pompes primaires et des générateurs de vapeur dans le bâtiment réacteur ;
- finalisation du bétonnage des toitures des quatre bâtiments de sauvegarde.

À la suite du remplacement des consoles, le bétonnage de l'enceinte a repris en début d'année 2013.

En fin d'année 2012, l'avancement du génie civil est de 94 % et celui des montages électromécaniques, de 39 %.

Calendrier de mise en service et budget

En décembre 2012, EDF a communiqué une révision à la hausse du coût de construction du projet Flamanville 3 de 2 milliards d'euros constants s'ajoutant à l'estimation précédente (juillet 2011) de 6 milliards d'euros²⁰⁰⁸. Au-delà de l'effet « tête de série » – Flamanville 3 est la première centrale nucléaire construite en France depuis 15 ans –, certains facteurs ont pesé sur ce coût. Ainsi, cette réévaluation tient compte des dépenses complémentaires liées à des aléas industriels, notamment le remplacement des consoles du pont de manutention du bâtiment réacteur et ses conséquences sur l'aménagement du planning des travaux (voir plus haut « Fabrication des équipements »). Ont également été intégrés les études d'ingénierie supplémentaires, la prise en compte des nouvelles exigences réglementaires, dont l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires, ainsi que les enseignements post-Fukushima. L'objectif de première production commercialisable est maintenu à 2016.

Partenariat industriel conclu avec Enel

Un accord de coopération entre EDF et Enel, signé le 30 novembre 2007, prévoyait la participation financière d'Enel au projet Flamanville 3 à hauteur de 12,5 % en contrepartie d'une quote-part équivalente de production d'électricité sur la durée d'exploitation de la centrale. Compte tenu notamment de l'évolution de l'environnement économique et du projet de Flamanville 3, ainsi que de l'abandon de la relance du programme nucléaire italien, Enel a souhaité sortir du projet Flamanville 3, avec effet le 19 décembre 2012. EDF a remboursé Enel du montant de son investissement dans ce projet (principal et pénalités) pour un montant de 658 millions d'euros, et en contrepartie récupère l'intégralité de la production d'électricité de Flamanville 3.

Résultat de l'évaluation complémentaire de sûreté pour l'EPR

L'exercice d'évaluation complémentaire de sûreté a également été mené pour l'EPR, sachant que ce réacteur tire sa robustesse de sa conception initiale. Les paradigmes 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 qu'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 avait confirmé la construction sur le site de Penly, en Seine-Maritime, d'un deuxième réacteur nucléaire de type EPR, dont la réalisation serait assurée par EDF. Les travaux menés dans le cadre de la préparation de ce projet ont été suspendus à la mi-2012 dans l'attente d'une redéfinition des orientations sur ce projet.

6.2.1.1.3.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité réglementaire, 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 et 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 cinq à dix 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 adopté par EDF depuis 2001 est une déconstruction sans période d'attente, en cohérence avec la réglementation française qui prévoit une déconstruction « dans un délai aussi court que possible, entre l'arrêt définitif du fonctionnement de l'installation et le démantèlement de celle-ci » (voir arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base).

Le processus réglementaire de la déconstruction est encadré par la loi TSN et son décret d'application n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Pour un site donné, il se caractérise par :

- un décret d'autorisation unique, après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire, permettant la déconstruction ;
- des rendez-vous clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;
- des phases préliminaires à l'obtention du décret d'autorisation, durant lesquelles :
 - l'exploitant doit fournir au moins trois ans avant la mise à l'arrêt définitif un dossier de demande à ses autorités de tutelle et à l'ASN (article 37 du décret d'application n° 2007-1557) précisant notamment les modalités de déclassement (article 40 du décret d'application n° 2007-1557),
 - des consultations et enquêtes publiques doivent être organisées (article 38 du décret d'application n° 2007-1557).

La déconstruction des centrales de première génération arrêtée

Concernant les centrales à l'arrêt (un réacteur à eau pressurisée (« REP »), Chooz A ; un réacteur à eau lourde (« REL »), Brennilis, un réacteur à neutrons rapides (« RNR »), Creys-Malville, et six réacteurs de la filière uranium naturel - graphite - gaz (« UNGG ») à Bugey, Saint-Laurent et Chinon), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement 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 restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance.

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

La déconstruction des neuf centrales nucléaires de première génération d'EDF mises à l'arrêt définitif produira environ un million de 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.

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

- le projet d'Installation de conditionnement et d'entreposage des déchets activés (« ICEDA ») en cours de développement 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. Toutefois, en parallèle, des recours contre le décret et le permis de construire ont été déposés (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrage »)). Par ailleurs le tribunal administratif de Lyon a prononcé l'annulation du permis de construire d'ICEDA au motif de sa non-conformité avec le plan local d'urbanisme de sa commune d'implantation. Les travaux ont donc été suspendus début janvier 2012. EDF met en œuvre tous les moyens réglementaires pour rétablir la situation administrative relative au permis de construire ;
- le Centre de stockage des déchets FAVL qui est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. 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. L'ANDRA a remis aux pouvoirs publics un rapport fin 2012 proposant notamment la reprise de la recherche de sites (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)).

Le processus de déconstruction des centrales de Chooz A et Creys-Malville se poursuit. Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 58 tranches en exploitation mais de conception plus ancienne. La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse, à flanc de colline, crée par ailleurs des conditions très particulières.

Concernant Brennilis, en application d'une convention¹ de 2008 avec le CEA, EDF est devenu entièrement responsable de sa déconstruction. EDF a déposé auprès de l'ASN un nouveau dossier de demande d'autorisation de déconstruction de la centrale de Brennilis fin juillet 2008. Ce dépôt faisait 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, annulation 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, avis assorti cependant d'une recommandation de réalisation de certains travaux. Un décret paru au Journal officiel du 28 juillet 2011 permet ainsi de reprendre et finaliser les travaux de démantèlement partiel de la centrale ; la réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre de ce décret se poursuit. En revanche, les travaux définitifs de démantèlement complet doivent être couverts par un décret complémentaire pour lequel EDF a déposé une demande le 29 décembre 2011, respectant ainsi les échéances requises par le décret partiel. Conformément à l'avis que l'ASN avait exprimé, la Mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection a signifié à EDF en décembre 2012 que l'instruction de la demande d'autorisation de démantèlement complet de Brennilis ne peut être instruite en l'état en raison de l'annulation du permis de construire d'ICEDA. EDF analyse les conséquences de cette décision.

Concernant les six réacteurs de la filière UNGG, les travaux sont moins avancés. Le programme de déconstruction d'EDF prévoyant une évacuation directe du graphite de ces centrales au centre de stockage FAVL, l'allongement des délais de mise à disposition par l'ANDRA du centre de stockage retarde l'avancement des travaux.

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 des sites (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012). 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.

En ce qui concerne les centrales de première génération à l'arrêt, les technologies sont très différentes les unes des autres (UNGG, REL, REP, RNR). Les coûts de déconstruction ont été évalués à partir de devis mis à jour en 2008, réévalués en 2012 en tenant compte de l'expérience industrielle accumulée, des aléas réglementaires et techniques rencontrés et de l'évolution des hypothèses techniques et réglementaires. 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. Le financement de ces travaux de déconstruction est provisionné dans les comptes d'EDF (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

Pour les réacteurs standardisés de la filière REP en exploitation, les provisions sont constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant provisionnel équivalent à 303 euros²⁰¹² par kilowatt installé. Ce montant couvre les 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 (démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et des équipements radioactifs) 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 étude au cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur Maine Yankee aux États-Unis. Il en est ressorti, d'une part, que les estimations de LaGuardia et d'EDF étaient très proches et, d'autre part, que tout exercice d'intercomparaison nécessite une vérification approfondie du périmètre et des hypothèses considérées. 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.

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

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.

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

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 (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 48.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

Pour EDF, il s'agit des provisions relatives à :

- la déconstruction des centrales nucléaires (12,6 milliards d'euros au 31 décembre 2012) ;
- la gestion à long terme des déchets radioactifs (7,1 milliards d'euros au 31 décembre 2012) ;
- la part de la provision pour derniers cœurs des centrales relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs (434 millions d'euros au 31 décembre 2012).

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 cinq 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 cinq 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 2012, la dotation de trésorerie au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'est élevée à 737 millions d'euros. Les actifs dédiés représentaient, au 31 décembre 2012, une valeur de réalisation de 17,6 milliards d'euros (dont 15,2 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 20,1 milliards d'euros de provisions (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 48.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

Postérieurement à la clôture, l'État a autorisé le 8 février 2013, en application du décret du 23 février 2007, l'affectation aux actifs dédiés de la créance CSPE détenue par EDF. Compte tenu de cette autorisation, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation est concomitante avec une sortie d'actifs financiers du portefeuille pour un montant de 2,4 milliards d'euros, résultant en une dotation nette aux actifs dédiés de 2,5 milliards d'euros, atteignant ainsi l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 51.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

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 2012, 7,6 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation du pompage.

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 11 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent 61 % 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.

	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012
Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW			
Puissance maximale (MW)	1 011,5	996,2	996,2
Production nette du pompage (TWh)	3,1	2,2	2,6
Consommation par pompage (GWh)	40,0	16,1	40,3
Production pompage compris (TWh)	3,1	2,2	2,6
Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW			
Puissance maximale (MW)	19 011,1	19 011,1	19 013,3
Production nette du pompage (TWh)	35,7	24,6	32,0
Consommation par pompage (TWh)	6,6	6,9	6,7
Production pompage compris (TWh)	42,3	31,5	38,6
PUISANCE MAXIMALE TOTALE (GW)	20,0	20,0	20,0
PRODUCTION TOTALE NETTE DU POMPAGE (TWH)	38,8	26,8	34,5
PRODUCTION TOTALE POMPAGE COMPRIS (TWH)⁽¹⁾	45,4	33,7	41,2

1. Y compris usine marémotrice de la Rance (503 GWh).

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 % du parc d'EDF, pour une énergie productible (c'est-à-dire pour une hydraulité moyenne, voir glossaire) annuelle d'environ 43,5 TWh, 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 : des aménagements « au fil de l'eau », comme sur le Rhin, qui ne possèdent

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

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

Les STEP d'EDF en France continentale représentent une puissance de 4,3 GW pour une production qui en 2012 a été de 4,6 TWh. Le productible des STEP lié aux apports naturels dans les bassins amont est en moyenne de 1,1 TWh.

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 des risques liés à la 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 2012, EDF a réalisé 19 examens techniques complets sur ces ouvrages.

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique. Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner

un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site internet du Groupe. 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 depuis plusieurs 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 un peu plus de 15 GW, soit 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 2012

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. Après une année 2011 atypique marquée par des conditions hydrologiques fortement dégradées sur de nombreux bassins, l'année 2012 marque un retour à des conditions proches de la normale.

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 41,2 TWh, et de 34,5 TWh nette de la consommation liée au pompage.

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel les centrales sont disponibles à pleine puissance, s'est établie en 2012 à 82,1 %, un résultat stable par rapport à 2011. Pour l'année 2012, l'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF provient pour 13,9 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) et pour 4 % 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 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 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 en 2011 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 les années antérieures. En revanche, la réalisation du programme n'impacte pas l'indisponibilité fortuite des moyens de production du parc hydraulique, et le taux de réponse à la sollicitation reste à un bon niveau.

Après le développement de pilotes, EDF a engagé en 2011 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. 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 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 et 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, par arrêté préfectoral pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW et dans le cadre 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.

Le décret du 22 février 2012 a approuvé la convention et le cahier des charges de concession par l'État à EDF de l'exploitation des chutes d'Éguzon et de la Roche au Moine, représentant une puissance maximale brute cumulée de 109 MW. Le renouvellement des concessions hydrauliques est soumis aux dispositions de la loi Sapin de 1993.

Le 22 avril 2010, l'État a annoncé le périmètre des concessions de métropole à renouveler par appel d'offres. Dix concessions d'une puissance cumulée de 5 300 MW, représentant environ 20 % de la puissance du parc hydroélectrique français, doivent ainsi être renouvelées (dont 200 MW de suréquipements demandés). L'État souhaite 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.

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 dans ce processus.

En l'état de la réglementation en vigueur, le concessionnaire sortant ne bénéficie d'aucune indemnisation dans l'hypothèse où une concession arrivée normalement à échéance ne serait pas reconduite à la suite de la procédure. 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.

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

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. Elle est 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 procédure.

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 actuellement¹.

EDF se prépare à présenter sa meilleure offre pour chaque concession, alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation. 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.

Suite à la proposition du Président de la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale en novembre 2012, une mission d'information parlementaire sur la mise en concurrence des barrages hydroélectriques a été créée. Le rapporteur de cette mission devrait rendre ses conclusions dans le courant du 1^{er} trimestre 2013.

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

1. 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.

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 réservés¹ 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 6.6.7 (« Protection 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 quatre 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 a pour objectif d'allier 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 engagé depuis 2008 un plan de développement 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 en travaux à proximité du barrage de Kembs, d'une puissance de 8 MW et 28 GWh de productible, avec une mise en service prévue en 2015 ;
 - EDF étudie le renforcement de la centrale hydroélectrique de Gamsheim 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 au printemps 2013 ;

- 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, dont le débit d'attrait² sera turbiné, et à Kembs.
- EDF a pour objectif d'exploiter un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor. Ce démonstrateur, premier du genre, comprendra à terme quatre hydroliennes d'une capacité totale de 2 MW et vise à 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 est en phase de tests et d'ajustements techniques.
- 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 2012, un projet a été mis en service pour une puissance de 1,1 MW et un productible de 6,7 GWh. Des projets sont à l'étude ou en cours de réalisation pour une puissance totale d'environ 21 MW et un productible de l'ordre de 126 GWh, avec des mises en service attendues s'échelonnant de 2013 à 2017.

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) : 2 projets de petits aménagements (Échirrolles et Rabuons) sont à l'étude, pour une puissance de 6,3 MW et un productible de 26 GWh. Les mises en service s'échelonnaient entre 2014 et 2018. 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 83 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 (2 centrales achetées en 2012 pour 1,2 MW et 4,2 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 ») : dans le cadre d'un projet de la Commission européenne, EDF a engagé la réalisation d'un projet de transformation d'un des groupes de la STEP du Cheylas afin qu'il fonctionne à vitesse variable ;
- 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 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)) pour contribuer au développement de moyens de pointe. À la suite de l'arrêté du 31 mai 2011, EDF adapte les groupes existants de la centrale de La Bathie en Savoie pour augmenter de 45 MW la puissance disponible sur le réseau. De même, un arrêté du 18 décembre 2011 autorise EDF à augmenter d'environ 55 MW la puissance de la concession de Serre-Ponçon. D'autres projets permettant de bénéficier des dispositions de la loi POPE sont à l'étude, en particulier sur la STEP de La Coche ;

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

2. Débit d'eau permettant d'attirer les poissons vers les ouvrages de franchissements.

- 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 % sur une STEP de puissance maximale de 808 MW) ;
- réaliser, dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.). Ainsi, dans le cadre du renouvellement de la concession de la Moyenne Romanche et des décrets publiés le 31 décembre 2010, EDF réalise un ouvrage neuf permettant de remplacer les six petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (centrale de Romanche-Gavet) d'une puissance de 93 MW et pour un productible de 560 GWh, soit 155 GWh de plus que les centrales existantes.

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.

EDF a également renforcé sa démarche d'accompagnement territorial pour les projets de développement. Cette démarche s'est concrétisée en 2012 par l'inauguration de l'agence « une rivière, un territoire » à Rodez pour les vallées du Lot, de la Truyère et du Tarn. Carrefour pour les porteurs de projets en quête d'expertise, cette agence permet à EDF de participer au développement économique des territoires, en stimulant les projets innovants et en faisant appel à des prestataires locaux.

6.2.1.1.5.1 Le parc de production thermique à flamme d'EDF

Au 31 décembre 2012, le parc thermique à flamme en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au plan du combustible que de la puissance¹ :

Combustible	Puissance unitaire (MW)	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2012	Capacité totale (MW)	Année de mise en service	Énergie produite les 3 dernières années (TWh)		
					Au 31/12/2010	Au 31/12/2011	Au 31/12/2012
Charbon	250	9	2 250	entre 1966 et 1971			
	585	1	585	1969	14,5	10,9	12,7
	580	3	1 740	en 1983 et 1984			
Fioul*	585	4	2 340	entre 1968 et 1975	2,1	0,4	0,8
	685	4	2 740	en 1976 et 1977			
	85	4	340	en 1980 et 1981			
Turbines à combustion fioul et bi-combustibles	203	1	203	en 1992			
	134	1	134	en 1996	0,3	0,1	0,2
	125-129	2	254	en 1997 et 2007			
	187	2	374	en 2008			
Cycles combinés gaz	185-187	3	557	en 2009 et 2010			
	427	1	427	2011		0,4	1,2
	465	1	465	2012			

* Les tranches fioul 250 MW sont fermées.

La puissance installée du parc thermique en exploitation en France continentale s'établit à 12 409 MW, dont le cycle combiné au gaz de Blénod, mis en service en 2011 et le premier des deux cycles combinés de Martigues, mis en service en 2012. Ces premiers cycles combinés d'EDF en France viennent compléter les investissements dans les turbines à combustion (« TAC »), moyens d'extrême pointe très réactifs² qui ont été mis en service à Vitry (Arrighi), à Vaires-sur-Marne et à Montereau. Par ailleurs, les deux

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 2012, environ 3,3 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est de 28 ans, dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 12 409 MW (pour une puissance installée totale de 14 734 MW).

Les moyens de production thermique à flamme 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 thermique à flamme 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.

turbines à combustion de Montereau peuvent fonctionner au gaz naturel et au fioul domestique, améliorant encore leur flexibilité.

Avec une puissance thermique en réserve qui s'établit à fin 2012 à 2 325 MW, la puissance installée totale du parc thermique à flamme d'EDF en France continentale s'élève donc à 14 734 MW.

1. Ce tableau tient compte de l'arrêt des trois tranches fioul de Martigues (voir section 6.2.1.1.5.2 (« Les enjeux de la production thermique à flamme »)).

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

6.2.1.1.5.2 Les enjeux de la production thermique à flamme

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 (tranches en bord de mer, sites de grande capacité, meilleurs rendements). 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 en cours, avec pour objectifs l'amélioration de leur fiabilité et la prolongation de leur durée d'exploitation à l'horizon 2035.

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. Compte tenu d'une avarie technique survenue début mars 2013, la tranche charbon 250 MW du Havre 1 a été arrêtée le 8 mars 2013, EDF ayant décidé d'anticiper de quelques mois la fermeture de cette tranche.

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

Depuis 2007, EDF a mis en service environ 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 équipé 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

Après la mise en service en 2011 d'un premier cycle combiné au gaz (« CCG ») en France sur le site de Blénod, EDF a mis en service le 31 août 2012 un second cycle combiné au gaz à Martigues. Cette tranche résulte de la transformation (*repowering*) des anciennes tranches fioul, dont une partie des installations, comme la turbine à vapeur, le condenseur, les installations de traitement d'eau, est réutilisée. Le *repowering* d'une tranche de cette puissance est une première en Europe. Sa puissance installée est de 465 MW et son rendement est de plus de 50 % supérieur à celui des tranches thermiques classiques. Le second cycle combiné au gaz de Martigues sera mis en service au premier semestre 2013, faisant passer la puissance installée de la centrale de 465 à 930 MW.

Ces projets de rénovation et de modernisation du parc thermique à flamme permettront à EDF de réduire les émissions atmosphériques de CO₂, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre. Par ailleurs, les tranches fioul utilisent toutes du combustible à très très basse teneur en soufre (fioul dit « TTBS », à teneur inférieure à 0,55 % de soufre).

Au-delà de la finalisation du projet de *repowering* de Martigues, 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 CO₂ en moyenne inférieures de 10 % à celles d'un CCG classique. À ce stade du projet, la mise en service est prévue fin 2015 sur le site de Bouchain dans le nord de la France.

Enfin, concernant la technologie CCS (*Carbon dioxide Capture and Storage*), le groupe EDF participe avec des partenaires industriels à des projets de captage en post-combustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de CO₂. Un démonstrateur de captage de CO₂ 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. Ce démonstrateur permettra de tester l'impact du captage en post-combustion aux amines (procédé chimique qui consiste à piéger le CO₂ à l'aide d'un composé de type ammoniacal) sur le CO₂ 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 trois étapes : étude, construction et exploitation. La mise en service de ce démonstrateur est prévue en 2013.

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 6.5.6.1 (« 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 CO₂. Sur la première période (2005-2007), les quotas attribués à EDF pour son parc thermique ont couvert les émissions effectives du parc. Conformément au plan national d'allocation de quotas de CO₂ pour la période 2008-2012, EDF a reçu pour ses centrales situées en France continentale 14,4 millions de tonnes de quotas au titre de l'année 2012¹. Dans le même temps, les émissions totales du parc EDF en France continentale en 2012 se sont élevées à 13,3 millions de tonnes². Par ailleurs, conformément à la réglementation européenne, les électriciens doivent payer l'intégralité des quotas de CO₂ correspondants à leurs émissions de gaz à effet de serre à compter de janvier 2013.

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 CO₂ (mesurées en tonnes) entre 1990 et 2020 et de réduire d'au moins 50 % 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 14,9 TWh en 2012, est en hausse de plus de 25 % par rapport à 2011. Elle correspond à environ 3,3 % de la production d'EDF en 2012 en France continentale.

La production thermique à flamme a été impactée par l'incendie qui s'est déclaré en salle des machines du site du Havre le 30 janvier 2012. Cet incendie a en effet entraîné une indisponibilité d'environ un mois pour deux des tranches, et plus longue pour la troisième, la plus touchée par le sinistre. Fin 2012, les trois tranches du Havre étaient de nouveau disponibles.

La fiabilité du parc thermique à flamme a été confirmée en 2012 et se situe au niveau des standards européens. Une amélioration sensible a été enregistrée dans la capacité des TAC à répondre aux appels de l'optimiseur.

1. Les émissions de CO₂ du parc EDF pour l'année 2012 sont susceptibles d'évoluer marginalement, en fonction des derniers décomptes.

2. Sur le périmètre EDF SA (SEI y compris), les émissions totales ont été en 2012 de 16,4 millions de tonnes.

La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le thermique à flamme. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année (les centrales thermiques à flamme d'EDF fonctionnent annuellement entre 1 500 et 6 000 heures pour le charbon et les CCG, 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 section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012).

EDF a poursuivi en 2012 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation.

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 2012 s'est élevée à 489,5 TWh¹, en hausse de 2,1 % par rapport à l'exercice 2011. Cependant, corrigée de l'impact des aléas climatiques, et des années bissextiles, elle est stable.

La consommation intérieure de gaz est de 461 TWh² en 2012, soit une hausse de 3,2 % par rapport à 2011.

6.2.1.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité et du gaz est totale. Chaque client peut choisir son fournisseur d'énergie. Il peut opter à tout moment et sans préavis pour une offre à prix de marché d'EDF ou une offre d'un concurrent.

Parmi les fournisseurs d'électricité sur le marché français, les principaux concurrents d'EDF sont GDF Suez, E.ON (SNET), Enel et Poweo Direct Énergie. La fusion le 11 juillet 2012 de Direct Énergie et de Poweo a donné naissance à un groupe détenteur d'un portefeuille de plus de 1 million de clients résidentiels et professionnels³. E.ON (SNET) et Enel ne sont pas présents sur le segment de marché des clients résidentiels.

Le concurrent principal, GDF Suez, qui compte plus de 11 millions de clients gaz et électricité en France métropolitaine, est également le premier fournisseur de gaz⁴. Les autres fournisseurs de gaz sur le segment de clients entreprises et collectivités locales sont Tegaz, Eni, Gaz Natural, Gazprom, E.ON et Antargaz. Sur le segment des clients particuliers, on retrouve principalement les fournisseurs Poweo Direct Énergie et Eni.

Au 31 décembre 2012, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire en dehors des fournisseurs historiques, disposaient d'une part de marché électricité de 6,9 % des sites résidentiels et de 7,6 % des sites non résidentiels, et d'une part de marché gaz de 11,3 % des sites résidentiels et de 22,8 % des sites non résidentiels.

La loi NOME promulguée le 7 décembre 2010 fixe les règles en matière de concurrence sur la commercialisation d'électricité et de gaz. Les principales dispositions de la loi sont les suivantes :

- les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz sont maintenus dans les conditions décrites au paragraphe 6.2.1.2.1.3 (« 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 d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH ») ;
- depuis le 1^{er} juillet 2011, l'ARENH est mis en place au bénéfice des fournisseurs d'électricité 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 décrit à la section 6.2.1.3.6 (« Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH ») »).

Une trentaine de fournisseurs d'électricité ont signé un accord-cadre avec EDF. Les volumes semestriels mis à disposition sont stables autour de 30 TWh.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF ont eu accès en 2012 :

- à leurs propres capacités de production ;
- à 60,8 TWh en 2012 liés à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (voir section 6.2.1.3.6 (« Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (« ARENH ») »)) ;
- à 27,6⁵ TWh mis à disposition en 2012 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 5,8 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.

6.2.1.2.1.3 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 résultent de la loi NOME du 7 décembre 2010 et figurent aux articles L. 337-7 à L. 337-9 et L. 445-5 du Code de l'énergie.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME, la situation, par type d'énergie et par catégorie de clients, 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. 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 aux tarifs réglementés. À compter du 1^{er} janvier 2016, ces mêmes clients ne bénéficieront plus des tarifs réglementés de vente pour la consommation de ces sites ;
 - consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leurs sites situés en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés.

Seuls EDF et les ELD fournissent l'électricité aux tarifs réglementés de vente.

1. Source : Bilan électrique 2012 publié par RTE.

2. Source : GRT gaz, Bilan 2012 des consommations.

3. Source : site internet groupe.direct-energie.com, rubrique « Le groupe ».

4. Source : Site internet gdfsuez.com, dossier de presse de présentation de la branche Énergie Europe, p. 14, 1^{er} février 2012.

5. Valeur correspondant à l'expression à une décimale de la somme précise des valeurs, compte tenu de l'arrondi.

- 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.

Seuls GDF Suez et les ELD fournissent le gaz naturel aux tarifs réglementés de vente.

Le barème tarifaire et le principe du tarif intégré d'électricité

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. Il existe trois tarifs :

- 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.

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 sont fournis par les fournisseurs historiques, c'est-à-dire EDF et les Entreprises Locales de Distribution (« ELD »). Ils comprennent un abonnement pour la mise à disposition de la puissance et une part variable proportionnelle à la consommation avec des prix éventuellement horosaisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour proposer aux clients un choix d'options qui tienne compte des variations de consommation des clients (heures pleines et 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 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 1^{er} 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 (« TURPE » »)). 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 6.5.4.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)) a été fixée au 1^{er} juillet 2011 à 9 €/MWh et au 1^{er} juillet 2012 à 10,50 €/MWh, enfin à 13,50 €/MWh au 1^{er} janvier 2013. Depuis le 1^{er} janvier 2012, la CSPE est plafonnée à 559 350 euros¹ 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 1^{er} janvier 2011 la directive n° 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 17.5.1.1 (« Régime spécial de retraite »)).

Au 23 juillet 2012, la hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente a été de 2 % pour l'ensemble des tarifs, conformément à l'arrêté du 20 juillet 2012. Cette évolution a été identique au sein de chaque couleur tarifaire. Elle n'a pas été l'occasion d'une réforme en structure.

Un autre arrêté du 20 juillet 2012 relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux Entreprises Locales de Distribution a instauré une hausse de ces tarifs de 2,3 % à compter du 23 juillet 2012.

En octobre 2012, le Conseil d'État a annulé l'arrêté tarifaire de 2009 (décision publiée au Journal officiel du 25 octobre 2012) et a enjoint le gouvernement à prendre un arrêté rectificatif sous trois mois. Des motifs distincts sont invoqués selon les tarifs concernés. En ce qui concerne les tarifs bleus, le Conseil d'État considère que l'arrêté instaure une rupture d'égalité injustifiée entre les clients bénéficiaires en fonction de leur qualité. En ce qui concerne les tarifs jaunes et verts, le Conseil d'État considère que l'arrêté ne fixe pas de « critères clairs » pour l'application des différentes catégories, options et versions tarifaires.

Un nouvel arrêté daté du 14 février 2013 a été publié au Journal officiel le 15 mars 2013. Cet arrêté définit les différentes catégories tarifaires et réajuste la grille des seuls clients bleus non résidentiels. L'impact financier pour le groupe EDF a été estimé à 7 millions d'euros en 2012.

Une proposition de loi en discussion à l'Assemblée nationale début 2013 vise à instaurer un système de bonus-malus à destination des clients résidentiels en fonction du niveau de leur consommation en électricité (les autres énergies de réseau sont aussi concernées). Si elle était votée, les premiers paiements de bonus-malus et avec eux les premiers impacts financiers interviendraient début 2016 sur la base des consommations de 2015.

6.2.1.2.1.4 Les contrats en offre de marché

En France, depuis le 1^{er} 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 un an (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente »)). À l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent

1. Plafond réactualisé chaque année en fonction de l'indice des prix à la consommation.

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 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente ») 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 près de 27 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 2012 à 377,9 TWh¹, ce qui représente une part de marché de 80 %. En 2011, les ventes étaient de 370,2 TWh et la part de marché de 80,2 %.

EDF propose des offres de fourniture de gaz à tous ses clients.

En 2012, EDF a commercialisé 20,9 TWh, ce qui représente une part de marché de 4,3 % auprès de plus de 880 000 sites. À la fin de l'année 2012, EDF fournissait du gaz à environ 780 000 clients résidentiels (contre près de 619 000 à fin 2011).

Pour approvisionner ses clients en gaz EDF a accès au marché du gaz et à ses produits pétroliers à travers sa filiale EDF Trading ; EDF est également propriétaire d'actifs de moyen-long terme (molécule et logistique). La Direction Commerce établit sa stratégie de *sourcing* en fonction des enjeux et des risques propres à chaque segment de clientèle.

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 commercialisation et de relation client reposant sur 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 6.2.2.2.5 « Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs intelligents) »).

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 marché, dans leurs actions et leurs investissements d'efficacité énergétique et de production décentralisée. EDF propose des offres d'efficacité énergétique pour permettre à ses clients de faire les choix les plus adaptés à leur situation afin de mieux maîtriser leurs dépenses d'énergie ou les orienter vers des partenaires qualifiés.

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 6.5.6.1 (« Réglementations générales 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.). En tant que porteur de l'obligation la plus importante en France, EDF est le premier producteur de certificats d'économies d'énergie (voir section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »)).

En outre, EDF se positionne comme un acteur majeur de la transition vers une société bas carbone par son action territoriale visible et durable. EDF s'engage dans la promotion des futurs systèmes électriques intelligents. En effet, EDF prépare et expérimente des tarifs et des offres de services en participant à la conception et à l'exploitation de projets comme le démonstrateur Smart Electric Lyon, qui consiste à tester, avec des partenaires industriels et académiques, des solutions électriques innovantes auprès d'une dizaine de milliers de clients résidentiels et tertiaires.

EDF est fortement investi dans le développement de la mobilité électrique. 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 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 est centrée sur la préservation de l'accès à l'énergie et à l'efficacité énergétique. Elle comprend la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie et des protections associées, l'accompagnement des clients en difficulté ainsi que les contributions au Fonds de solidarité pour le logement et au programme « Habiter mieux ». EDF complète cette démarche par des 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

À fin décembre 2012, EDF compte près de 25 millions de clients particuliers en électricité et plus de 780 000 en gaz. Pour l'exercice 2012, le volume de ses ventes s'élève à 142,4 TWh d'électricité et 8,9 TWh de gaz naturel.

Pour les clients particuliers, la politique de relation clients d'EDF a pour objectif de conforter dans la durée la confiance des clients et de les accompagner au plus près de leurs attentes, notamment en matière de maîtrise de leur consommation d'énergie.

Depuis novembre 2012, EDF met en avant les efforts engagés auprès de ses clients au travers de huit « engagements EDF & Moi ».

En prenant ces huit engagements, la démarche d'EDF est d'offrir à ses clients, dans un environnement changeant et incertain, une nouvelle lisibilité de son rôle à leurs côtés en tant que fournisseur d'énergie. En ce sens, ils sont le signe tangible d'une relation de proximité, personnalisée et d'aide à la maîtrise de la consommation.

Ces huit « engagements EDF & Moi » proposent des réponses personnalisées simples et concrètes aux attentes des clients particuliers d'EDF, et consistent à :

- proposer une offre adaptée à leurs besoins ;
- facturer au plus juste ;
- proposer des modalités de paiement souples et personnalisées ;
- écouter pour mieux les conseiller ;
- les aider à mieux consommer ;
- les rembourser sans traîner ;
- donner toujours une réponse en cas de réclamation ;
- les aider dans les moments difficiles.

En termes de satisfaction client, plus de 88 % des clients se déclarent satisfaits après un contact avec EDF en 2012. La nouvelle facture, plus simple et plus ergonomique, déployée à partir de fin novembre 2012 ainsi que les « engagements EDF & Moi » contribuent à faire évoluer positivement la satisfaction des clients particuliers.

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

Les marques du marché particuliers

L'activité d'EDF sur le marché des clients particuliers s'articule autour de deux grands enjeux : la relation autour du contrat d'énergie et l'accompagnement sur les économies d'énergie. En 2012, EDF a choisi de se différencier en recentrant la marque EDF sur la relation client autour du contrat d'énergie, et en repositionnant la marque Bleu Ciel sur le domaine des économies d'énergie dans l'habitat pour porter les offres, les conseils, et les services autour de l'efficacité énergétique des clients particuliers.

La fourniture d'énergies

EDF fournit le tarif réglementé de vente d'électricité et depuis le 1^{er} juillet 2007 propose à ses clients particuliers une offre de gaz naturel et une offre d'électricité à prix de marché : « Mon contrat gaz naturel » et « Mon contrat électricité », en complément des tarifs d'électricité.

Pour son activité de commercialisation sur le marché des clients particuliers (plus de 30 millions d'appels entrants, 112 millions de factures par an, plus de 7 millions d'espaces client sécurisés sur Internet), EDF met en œuvre une stratégie de commercialisation et de relation client reposant sur plusieurs canaux : plus de 100 boutiques réparties sur tout le territoire, une quarantaine de centres de relation clients (« CRC ») proposant un service de 8 heures à 21 heures, 6 jours sur 7, plusieurs centaines de vendeurs terrain, un portail vocal automatisé, un site internet et des applications pour *smartphones* avec accès sécurisé à la gestion du contrat.

Les services pour les clients particuliers

Une large gamme d'offres et de services est proposée aux clients particuliers :

- les services « autour de la fourniture » : sécurité des installations intérieures (diagnostic sécurité électrique), mise en relation avec des partenaires pour l'entretien des chaudières au gaz naturel, assurance (assurance facture énergie – « AFE »), suivi des consommations (« Suivi conso »), assistance au dépannage électrique et plomberie (« ADEP »), modalités de paiement (facture électronique, service « Relevé confiance », agence en ligne...);
- les services « dédiés à la maîtrise de l'énergie » : conseils gratuits concernant les différents systèmes de chauffage ou sur les solutions d'isolation, diagnostics et accompagnement personnalisé sur les travaux d'isolation et de chauffage (offres « Objectif travaux », « Estimation travaux », « Mon diag conso habitat ») et 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 (solutions de financement « Prêt habitat neuf » pour les constructions neuves, « Prêt rénovation Bleu Ciel® d'EDF » pour l'existant, en partenariat avec Domofinance).

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 couvrant 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 » au 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.

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

Concernant les clients particuliers, 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 plus de 1 800 000 rénovations, dont près de 600 000 logements sociaux, depuis mi-2006 ;

- de la politique partenariale d'EDF permettant aux professionnels de la construction et de la rénovation de bénéficier de l'appellation « partenaire Bleu Ciel® d'EDF » sous réserve du respect de la charte de qualité et d'éthique Bleu Ciel® d'EDF. 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 5 000 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 d'environ 52 000 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, notamment FEEBAT, ces nouvelles règles permettent d'améliorer la qualité de mise en œuvre des rénovations.

La politique de solidarité

EDF met en œuvre le 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 2012, 1 083 000 foyers (métropole, Corse et outre-mer) bénéficient du tarif de première nécessité (« TPN ») et 57 000 bénéficient du tarif spécial de solidarité gaz.

En 2012, EDF a contribué à hauteur de 22,9 millions d'euros au Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »), participant à l'apurement des factures impayées de clients rencontrant des difficultés. En 2012, il a permis d'aider près de 190 000 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 et les facilités de paiement. En 2012, plus de 324 000 personnes en ont bénéficié.

Pour être au plus près des populations fragiles, EDF s'appuie sur 170 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, et d'autres structures locales, font de ces lieux des relais d'information et de médiation reconnus facilitant l'utilisation des services publics. En 2012, le Directeur Commerce d'EDF a été élu Président de l'Union nationale des PIMMS.

EDF soutient aussi financièrement et techniquement des actions d'aide à la rénovation de l'habitat au travers de nombreux partenariats avec des bailleurs sociaux ou encore avec la Fondation Abbé Pierre. En 2012, EDF a reconduit son partenariat avec la Fondation dans le cadre du programme « Toits d'abord » faisant suite au programme « 2 000 toits pour 2 000 familles » ; EDF accompagne aussi des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie avec les CCAS, SOS Familles / Emmaüs France, le Secours catholique et le Secours populaire, ainsi qu'avec l'association Unis-cités dans le cadre du programme « Mediaterrés ».

EDF a également 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 2011, sous l'égide du Gouvernement et en réponse à la loi Grenelle 2, prévoit une contribution financière d'EDF qui pourra atteindre jusqu'à 49 millions d'euros sur trois ans. Elle a ainsi permis d'engager la rénovation de plus de 13 000 logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique. EDF contribue également à identifier les ménages correspondant et apporte son expertise dans les actions de maîtrise de l'énergie (sensibilisation et formation).

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

B. Les clients entreprises et professionnels

EDF compte près de 1,8 million de clients entreprises et professionnels pour des ventes d'électricité s'élevant, pour l'exercice 2012, à 188,3 TWh au tarif réglementé de vente et à prix de marché et à 10,4 TWh pour le gaz naturel.

EDF accompagne ses clients entreprises et professionnels dans la gestion de leurs énergies quels que soient leur secteur d'activité, leur taille ou leur organisation. Elle vise à mettre la performance énergétique au service de la performance globale des entreprises et professionnels, 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 1^{er} juillet 2011, EDF a ajusté sa gamme d'offres dédiées aux entreprises ainsi que son dispositif relationnel.

Dans le cadre du contrat de long terme d'une durée de 24 ans signé en 2008, EDF et Exeltium, consortium fondé par sept grands groupes industriels, ont signé en 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 148 TWh et a débuté au premier semestre 2010. EDF n'a pas aujourd'hui de visibilité sur ce qui pourrait être la date de démarrage de la deuxième tranche. 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 multisites, à la facture dématérialisée, au suivi des consommations, aux alertes personnalisées, à une large palette de moyens de paiement... ;
- optimiser les projets d'efficacité énergétique. EDF accompagne les entreprises 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 légales ;
- 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 télé suivi des performances énergétiques...

Pour renforcer son expertise et répondre au mieux aux projets d'investissement de ses clients, EDF s'est entourée de partenaires, plus de 450 entreprises engagées dans l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO₂ pour :

- 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 ;
- promouvoir les solutions de télé suivi des consommations énergétiques des clients développées en partenariat avec NetSeenergy. Netseenergy

est une filiale à 100 % d'EDF. Elle produit le service « Télé suivi courbe de charge » qui permet à des milliers de clients de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité sur Internet. Depuis 2010, la société a élargi sa gamme de télé services d'efficacité énergétique, utilisant les évolutions technologiques les plus récentes en matière de *smart metering* ; des services de diagnostic et de conseils portés par une équipe spécialisée d'experts énergéticiens viennent compléter cette offre de télé services.

Enfin, la recherche d'EDF continue de s'orienter sur de nouveaux domaines d'innovation, comme celui des *smart grids*, dynamique et porteur, sur les matériels permettant l'effacement à distance d'usages électriques, contribuant à la recherche pour lisser les consommations électriques en heure de pointe.

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 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 de leurs émissions de CO₂ par la mise en œuvre de plans de productivité énergétiques (« PPE »). Ces contrats s'appuient sur l'expertise d'EDF Entreprises en termes de solutions éco-efficaces sur les processus et les utilités, proposent des actions à mettre en œuvre et garantissant des économies associées. Ces actions conduisent à des investissements d'économies d'énergie qui bénéficient du dispositif CEE ;
- le *trading* de CO₂ 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. EDF a réorganisé ses activités de *sourcing* et de développement d'offres de gaz naturel, pour gagner en réactivité et proposer ainsi à ses clients des solutions rapidement ajustées en fonction de leurs attentes et des opportunités de marché. L'offre de gaz naturel est également enrichie de services de gestion et de conseil (suivi internet, bilan annuel de consommations, diagnostic économies d'énergies, etc.).

Pour les clients professionnels, l'objectif d'EDF est de simplifier la vie de ses clients en leur apportant, outre des conseils et des solutions pour mieux maîtriser leur consommation énergétique et optimiser leur facture, une solution d'assistance dépannage pour leurs installations d'électricité et de plomberie et ainsi garantir la continuité du fonctionnement de leur installation.

Dispositif relationnel

EDF s'appuie sur un dispositif relationnel au plus proche des clients, de leurs problématiques et de leurs attentes. Ses collaborateurs, répartis dans huit Directions Commerciales Régionales et une Direction Nationale Grands Comptes, 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.

Satisfaction client

EDF Entreprises a engagé depuis 2011 un programme visant à améliorer la satisfaction de ses clients. Ce programme, nommé « S9 », s'articule autour de neuf projets et d'une animation nationale pour partager les meilleures pratiques, analyser et communiquer les résultats des unités et conduire les chantiers nationaux.

Le choix a été fait en 2012 de mettre l'accent sur l'amélioration du traitement des réclamations. Une nouvelle politique plus simple et plus efficace a été mise en œuvre, de nouveaux outils ainsi qu'une formation pour adapter la posture des conseillers à un client réclamant ont également été déployés.

Le programme a contribué à une forte mobilisation régionale et nationale concernant la satisfaction :

- visibilité accrue de la satisfaction client sur le marché entreprises ;
- contribution au développement d'une culture orientée client ;
- mobilisation managériale et métier ;
- émulation, échanges et partages inter-régions.

Depuis le lancement de la démarche, les résultats de la satisfaction des clients sur contacts sont en progression de 12 points, largement soutenus par une très nette amélioration de la satisfaction des clients réclamants.

L'effort sera poursuivi en 2013 avec pour objectif d'accroître non seulement la satisfaction, mais également l'intention de fidélité de la part des clients.

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 et établissement public à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS, ports et aéroports), un interlocuteur identifié de proximité.

EDF agit dans cinq domaines pour ces clients : la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente et à prix de marché, la fourniture de gaz à prix de marché, répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins énergétiques), l'accompagnement dans leurs différents projets (plans climat territorial, éco-quartiers, villes durables...), la signature des contrats de concession pour la partie « fourniture » en relation avec ERDF et le développement d'offres de mobilité durable auprès des collectivités territoriales.

EDF gère ainsi plus de 55 400 clients sur ce marché : 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.), 2 754 établissements publics territoriaux, 956 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 représente environ 1,2 million de sites d'électricité, dont plus de 266 000 pour les bailleurs sociaux, pour une consommation annuelle de 29,3 TWh et 4 700 sites de gaz naturel pour une consommation annuelle de 1,7 TWh. À cela s'ajoutent les 17,8 TWh d'électricité vendus aux ELD en 2012.

En 2012, la satisfaction globale de ces clients a augmenté de 3 à 5 % pour les collectivités et de façon plus importante pour les bailleurs sociaux et les ELD. La qualité des relations avec l'interlocuteur dédié, les conseils prodigués, les réponses aux réclamations et les actions en matière de précarité ont été plébiscités.

Les offres et solutions aux clients

EDF a enrichi sa gamme d'offres d'électricité avec des offres à prix ferme ciblées en fonction du secteur d'activités (offre « Sport d'hiver », « Lycées-collèges », et « Éclairage public ») venant compléter l'offre électricité « Équilibre » produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Ces offres ont été déclinées en 2012 dans une version à prix indexé sur les évolutions de l'ARENH.

EDF propose également :

- des services de gestion adaptés aux clients collectivités et bailleurs sociaux, notamment le suivi des dépenses et des consommations sur Internet, Di@lège, la facture électronique, le regroupement personnalisé de factures ou l'envoi de données de facturation en format électronique ;
- une offre « Montant de charges » (« OMC ») destinée aux bailleurs sociaux et permet à EDF de produire des certificats d'économies d'énergie. En 2012, plus de 150 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement par le biais de cette offre ;
- des 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 (« ENR ») ;
- des offres d'efficacité énergétique performantes telles que l'offre « Analyse énergétique patrimoine », permettant aux collectivités et aux bailleurs sociaux de classer puis de hiérarchiser les actions d'économies d'énergie et de réduction de CO₂ à mener sur leur patrimoine grâce à une approche multicritère éprouvée (critères énergétiques et environnementaux, opportunités techniques...) ; une gamme de conseils MDE et ENR permettant, grâce à des diagnostics énergétiques approfondis des bâtiments sélectionnés, de bâtir un programme de travaux optimal ; et l'offre « Analyse énergétique territoriale » permettant, 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 écogeste...

6.2.1.2.2.3 Pour une ville et des territoires durables

Le développement énergétique des villes et des territoires est aujourd'hui naturellement associé à des objectifs de développement durable : impact environnemental, activité économique locale et précarité constituent des préoccupations majeures des collectivités locales.

Pour accompagner cette mutation des collectivités et acteurs de la ville, EDF, en s'appuyant sur son expertise R&D et son expérience terrain, a développé des solutions énergétiques économiquement pertinentes, décarbonées, reproductibles, adaptables aux spécificités de chaque territoire ou projet urbain et valorisant les énergies renouvelables.

Ainsi, EDF, ses filiales et ses partenaires proposent notamment :

- des conseils pour identifier les potentiels d'énergies renouvelables d'un territoire, définir les stratégies énergétiques locales, comparer les solutions énergétiques possibles ;
- des montages énergétiques innovants avec par exemple des réseaux d'énergies thermiques par pompes à chaleur ;
- des rénovations de bâtiments publics comme de maisons individuelles ;
- la mise en place et l'exploitation de transports électriques (infrastructures de recharges, solutions de partage de véhicules électriques...) ;
- des solutions innovantes de production locale d'énergie (photovoltaïque, biogaz, biomasse...) en fonction des potentiels et caractères de chaque projet ;

- des actions pédagogiques pour économiser l'énergie au quotidien ainsi que des services de *management* énergétique s'appuyant sur la mesure et l'analyse des consommations et sur les actions à mener associant tous les acteurs impliqués.

L'ensemble de ces composantes – conseils amont, réalisation, exploitation – constitue le socle d'une démarche pour une ville et des territoires durables, tant sur les nouveaux quartiers que sur la ville existante.

C'est en conciliant une approche pragmatique faite de projets opérationnels en réponse aux attentes des collectivités et des acteurs de la ville et des innovations en matière de recherche et développement qu'EDF est un acteur de référence fédérateur pour une ville et des territoires durables.

6.2.1.2.2.4 Les concessions de distribution publique d'électricité

Les concessions de distribution publique d'électricité recouvrent deux missions distinctes :

- le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution de la responsabilité d'ERDF (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)) ;
- la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés sur tout le territoire de la concession, de la responsabilité d'EDF (EDF Commerce) pour le territoire métropolitain, hors ELD. Cette mission consiste à fournir l'électricité à tous les clients aux tarifs bleu, jaune, vert et TPN dans le respect des engagements des cahiers des charges de concession (conditions d'abonnement, de paiement de livraison, contractualisation...).

Chaque contrat de concession est cosigné par EDF, par ERDF et par l'autorité concédante, et représente une commune ou un regroupement de communes. La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de 665 contrats de concession, dont 45 sont à la maille d'un département.

Une cinquantaine de concessions arrivent à échéance d'ici à 2015. Les discussions sont actuellement engagées avec Niort et Orléans, et les discussions avec la ville de Lyon ont déjà abouti à la signature d'un avenant de prolongation. Une organisation a été mise en place pour notamment renouveler les contrats de concession, mobiliser les compétences tant nationales que régionales, élaborer et porter chaque année les comptes-rendus d'activité de concession (« CRAC ») et répondre aux sollicitations de contrôle des autorités concédantes.

6.2.1.2.2.5 La promotion de la mobilité électrique

La mobilité électrique, dans laquelle le groupe EDF est engagé de longue date, est maintenant entrée dans une dynamique irréversible dans les pays industrialisés. Fort de son antériorité et de ses atouts dans le domaine, le Groupe s'est orienté depuis 2011 vers un rôle d'opérateur industriel de mobilité.

L'offre commerciale du Groupe en tant qu'opérateur industriel comporte :

- une gamme de conseils à destination principale des collectivités territoriales et du *B to B* pour le positionnement et le dimensionnement des infrastructures de charge ;
- l'installation d'infrastructures de charge pour tous les segments de clientèle, des particuliers aux collectivités en passant par le *B to B* et les parkings des grandes surfaces ;
- la gestion et la supervision à distance des parcs de bornes de charge ;
- des solutions d'autopartage de petite taille à l'échelle des quartiers des villes ;
- la poursuite du service « énergie embarquée », c'est-à-dire la location-maintenance avec garantie de bon fonctionnement des batteries pour véhicules lourds (bus, camions, navettes fluviales électriques).

L'expertise d'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. Cette délégation de service public porte sur un service de partage de véhicules électriques. Autobleue a ainsi été inaugurée en avril 2011 et compte début 2013 210 véhicules électriques et 70 stations de charge.

Le Groupe développe aussi des partenariats technologiques avec les constructeurs automobiles et s'implique dans d'ambitieux programmes d'expérimentation de véhicules. Il s'est ainsi associé notamment aux acteurs français avec Renault (expérimentation « Seine aval véhicules électriques » d'une centaine de véhicules lancée en avril 2011 et décembre 2012 dans le nord du département des Yvelines), européen avec BMW (expérimentation de 50 Mini électriques à Paris entre juin et décembre 2011) et japonais avec Toyota (expérimentation de 70 véhicules hybrides rechargeables dans la région de Strasbourg commencée en 2010).

Le Groupe a en outre engagé une réflexion pour développer une offre commerciale permettant aux entreprises comme aux collectivités de découvrir la mobilité électrique sans avoir à faire au préalable l'acquisition des véhicules.

6.2.1.2.2.6 Les filiales de services au service de la stratégie de la Direction Commerce

Des filiales portent les ambitions stratégiques de la Direction Commerce 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 6.4.1.7 (« 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 CO₂ 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. Son chiffre d'affaires s'est élevé à 103 millions d'euros en 2012.

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

CHAM (ex-société Fahrenheit)

Société détenue à 100 % par EDF, CHAM 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 syndicats de copropriété. CHAM développe sa présence sur l'ensemble du territoire par des opérations de croissance externe ciblées. Son chiffre d'affaires s'est élevé à 62 millions d'euros en 2012.

Bureaux d'études

Bastide-Bondoux, ETC et ICR-LBE

Ces bureaux d'études, détenus à 100 % par EDF (97 % 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 consolide par mise en équivalence une participation de 45 % dans Domofinance, les 55 % restant étant détenus par BNP Paribas Personal Finance (filiale du groupe BNP Paribas).

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 52 700 prêts en 2012.

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 » (anciennement « Adviso »), qui permet aux clients entreprises et collectivités territoriales de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité sur Internet. Son chiffre d'affaires s'est élevé en 2012 à 6 millions d'euros. Depuis 2010, la société commercialise une nouvelle gamme de télé-services d'efficacité énergétique toujours sur le marché d'affaires.

Fondés sur les évolutions technologiques les plus récentes en matière de *smart metering*, ces services permettent de relever et de visualiser sur un portail web ergonomique les consommations d'énergies et de fluides des bâtiments. Des services de diagnostic et de conseils portés par une équipe spécialisée d'experts énergéticiens viennent compléter cette offre de télé-services.

Netseenergy oriente enfin une part croissante de ses activités de recherche sur de nouveaux domaines d'innovations, notamment celui 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 (*smart building*). La société est ainsi engagée dans de multiples démonstrateurs en France métropolitaine et en outre-mer, dont le projet « Nice Grid » en PACA.

Edelia (Edev Télé-services)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia assure le déploiement et l'exploitation de démonstrateurs dans le cadre des systèmes électriques intelligents (notamment, en Bretagne, l'expérimentation « Une Bretagne d'avance » d'effacement diffus des clients résidentiels menée dans le cadre du pacte électrique breton). 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.). Son chiffre d'affaires est de 12 millions d'euros en 2012. 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.

La mobilité électrique

Sodetrel

Société détenue à 100 % par EDF, Sodetrel met en œuvre tous projets de mobilité électrique, aussi bien à destination des collectivités territoriales que des entreprises ou des particuliers. À ce titre, elle poursuit son activité « énergie embarquée », c'est-à-dire la location-maintenance avec garantie de bon fonctionnement des batteries pour véhicules lourds (bus, camions, navettes fluviales électriques) avec des offres reposant sur des batteries au lithium, et développe des offres dans le domaine des infrastructures de recharge – installation, exploitation, supervision de bornes de recharges. Sodetrel, en collaboration avec ses partenaires de l'éco-mobilité, propose également des solutions de partage de véhicules simples, économiques et écologiques.

6.2.1.3 Optimisation amont/aval – trading

6.2.1.3.1 Rôle et missions de la Direction Optimisation Amont/Aval & Trading

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 : parc de production, contrats d'approvisionnement à long terme d'électricité, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs décentralisés, capacités d'effacements contractuelles ;
- débouchés : contrats de fourniture de long terme, ventes aux clients finals, ventes sur les marchés de gros, ventes aux fournisseurs alternatifs en France.

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 d'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 (« EDF Trading »)).

La DOAAT représentait 429 salariés en France à fin décembre 2012.

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 maximise la marge brute électricité de l'ensemble commercialisation-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 et long termes, 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 à 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 de l'ordre de 2 300 mégawatts¹ et, entre deux années extrêmes, l'écart entre les volumes d'énergie hydraulique disponibles peut atteindre jusqu'à une quinzaine de térawattheures. 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 CO₂.

Pour faire face au risque « volume », la DOAAT s'assure qu'elle dispose à tous les horizons de temps des marges physiques de puissance suffisantes qui lui permettent de faire face à ses engagements dans la quasi-totalité des situations. 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 et ventes sur les marchés de gros. La DOAAT gère le risque « prix » par l'intermédiaire d'EDF Trading, EDF Trading étant chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT de façon exclusive. Les achats et ventes réalisés par EDF Trading pour le compte de la DOAAT sont réalisés dans le cadre de la politique de risque « prix ».

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 (actifs mobilisables en quelques heures comme le parc thermique à flamme, voire en quelques minutes comme les turbines à combustion ou les centrales hydrauliques) en fonction de leur valeur économique et en arbitrant l'appel à ces leviers avec les opportunités d'achats ou de ventes *spot* d'électricité réalisées sur les marchés par EDF Trading. La flexibilité du portefeuille clients et production permet 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.

6.2.1.3.3 Les enchères de capacité

Les enchères de capacité (*Virtual Power Plants* ou « VPP ») résultent d'un engagement pris début 2001 par EDF auprès de la Commission européenne, lors de la prise de participation d'EDF International dans EnBW, de mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production. Cet engagement a pris fin le 30 novembre 2011 suite au rachat de la participation détenue par EDF International dans EnBW par le Land de Bade-Wurtemberg en 2010.

La sortie des engagements n'a toutefois pas remis en cause les droits acquis lors des enchères. 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 1,5 gigawatt en 2013, 400 mégawatts en 2014 et 150 mégawatts en 2015.

6.2.1.3.4 Fourniture d'électricité à des fournisseurs alternatifs en France

Par sa décision du 10 décembre 2007, l'autorité française de la concurrence a accepté et rendu obligatoire l'engagement proposé par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs une capacité significative, de 1 500 mégawatts 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.

Le prix initial en euros courants était fixé à 36,80 €/MWh en 2008 et a progressivement crû pour atteindre 47,20 €/MWh en 2012.

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'acquiescer 1 500 mégawatts, soit la totalité de la capacité proposée par EDF. Toutefois, les livraisons d'énergie relatives à ces enchères ont pris fin le 31 décembre 2012. À la suite de l'entrée en vigueur de la loi NOME, 8 fournisseurs sur 9 (dont 4 en 2012) ont en effet renoncé aux droits acquis par ce mécanisme et résilié leurs contrats avec EDF. Le dernier fournisseur n'a pas souhaité étendre son contrat au-delà de la première période de livraison qui s'achevait fin 2012.

En 2012, les volumes d'électricité totaux mis à disposition par EDF par le biais de ce mécanisme ont représenté 5,8 TWh.

6.2.1.3.5 Contrats d'achat et de 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 et Alpiq.

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).

En 2012, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 42,9 TWh et 1,9 TWh.

À noter que la sortie d'Enel du projet EPR Flamanville 3, effective au 19 décembre 2012, entraîne la résiliation des contrats d'accès anticipés au titre desquels Enel a reçu, contre paiements, 1 200 mégawatts en 2012. Cette résiliation s'effectuera progressivement, Enel recevant 800 mégawatts en 2013 et 320 mégawatts en 2014, aux conditions commerciales définies dans ces contrats.

1. Source : RTE.

6.2.1.3.6 Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (« ARENH »)

Depuis le 1^{er} juillet 2011, l'ARENH institué par la loi NOME 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 ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le principe du mécanisme d'allocation de l'ARENH est le suivant : à intervalles semestriels (« guichets »), les concurrents d'EDF peuvent adresser à la CRE une demande d'ARENH pour les 12 mois à venir, fondée sur leurs prévisions de volumes livrés.

Les demandes d'ARENH des concurrents distinguent les volumes pour les gros consommateurs (puissance supérieure à 36 kVA, soit les anciens clients au tarif jaune et vert), pour lesquels EDF doit livrer un produit plat, et les volumes pour les petits consommateurs (puissance inférieure à 36 kVA, soit les anciens clients au tarif bleu), pour lesquels EDF doit livrer un produit formé.

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 1^{er} janvier 2014 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. Il est prévu la possibilité d'une révision des coefficients de bouclage (qui garantissent la cohérence des volumes ARENH avec la part de production nucléaire dans la consommation nationale France) avant le début d'une année de livraison, notamment en cas de décision d'une autorité compétente ayant pour conséquence d'affecter la production annuelle des centrales.

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 constatés se révèlent inférieurs aux droits alloués sur la base de leur prévision.

Jusqu'au 7 décembre 2013, le prix de l'ARENH est, en application de l'article L. 337-6 du Code de l'énergie, fixé par arrêté des Ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis motivé de la CRE. Au-delà de cette date, le prix sera fixé par arrêté ministériel pris sur proposition de la CRE en fonction des conditions économiques de production de l'électricité nucléaire

historique en France ; les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte seront fixés par décret en Conseil d'État.

Le prix de l'ARENH est fixé à 42 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2012. Aucune information sur un nouvel arrêté de prix de l'ARENH pour 2013 n'est connue à ce jour. Les volumes livrés en 2012 par EDF aux concurrents ont été de 60,8 TWh.

Le 31 janvier 2012, la Cour des comptes a rendu public un rapport sur les coûts de la filière électronucléaire. Dans l'approche du coût courant économique développée par la Cour des comptes et en incluant l'effet post-Fukushima, le coût moyen du mégawattheure produit a été estimé par celle-ci à 54,2 €₂₀₁₀ en valeur moyenne sur la période 2011-2025. 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.

6.2.2 Opérations régulées France

6.2.2.1 Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité

Créé le 1^{er} juillet 2000 et filialisé depuis le 1^{er} 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 kilomètres 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 EDF a procédé en 2010 à l'affectation de 50 % des titres de RTE à son portefeuille d'actifs dédiés au financement du démantèlement des centrales nucléaires. 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 2012, le groupe RTE a réalisé un résultat net de 407 millions d'euros (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 23 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012 (« 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)	2010	2011	2012 ⁽¹⁾
Injections			
Production	550,2	543	541,4
Soutirages			
Énergie prélevée pour le pompage	6,5	6,8	6,7
Livraisons (y compris pertes)	513,2	478,2	489,5
SOLDE EXPORTATEUR DES ÉCHANGES PHYSIQUES	30,5	56,9	45,2

(1) Données provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2012 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2013 : 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 GO15 – Réseaux électriques fiables et durables (« GO15 »), anciennement dénommée *Very Large Power Grid Operators*

(« VLPGO ») et présidée par le Président du directoire de RTE en 2012, les 16 principaux gestionnaires mondiaux de réseaux de transport ont signé une déclaration commune à l'occasion de la dernière assemblée générale de GO15, qui s'est tenue à Paris les 6 et 7 novembre 2012. Celle-ci affirme que le développement de réseaux électriques robustes est essentiel au développement économique et au bien-être social. Par conséquent, les membres du GO15 se sont engagés à favoriser la transformation du secteur

électrique, en se concentrant sur l'évolution d'un nouveau mix énergétique et des modes de consommation, et à renforcer encore leur collaboration intercontinentale pour améliorer la fiabilité des réseaux électriques et contribuer à réduire les émissions de gaz carbonique.

Bilan énergétique 2012¹

La consommation d'électricité est fortement contrastée entre l'hiver et l'été.

Du fait d'une année relativement plus froide et, de plus, bissextile, la consommation brute a augmenté de 2,1 % par rapport à celle de 2011. Cette hausse est plus forte que celles constatées pour les autres pays de l'ouest de l'Europe. Corrigée de l'aléa météorologique et du 29 février, la consommation à fin 2012 se révèle en baisse, imputable essentiellement à la réduction de la consommation d'Eurodif. Après correction du secteur énergie, la consommation française électrique, rapportée aux conditions météorologiques de référence, semble actuellement se stabiliser aux alentours de 480 TWh par an. Sur les années 2011 et 2012, la consommation de la grande industrie est globalement en baisse à un rythme de - 4 % par an (calculé hors secteur énergie). Les baisses les plus marquées en 2012 concernent les secteurs de la construction automobile et de la sidérurgie. Les consommations des secteurs du papier-carton et, dans une moindre mesure, du transport ferroviaire sont également en recul. Toutefois, une légère reprise des consommations du secteur de la métallurgie ainsi que de la chimie a été constatée en fin d'année, après les niveaux historiquement bas atteints fin 2011. Outre les effets conjoncturels liés à la crise, cette tendance reflète l'évolution du tissu industriel français vers une moindre part d'industrie électro-intensive ainsi que, probablement, l'effet des actions en faveur de l'efficacité énergétique. La consommation des PMI-PME suit la même tendance à la baisse, bien qu'un peu moins marquée.

Dans le même temps, la consommation des particuliers et professionnels continue de progresser régulièrement depuis 2002, au rythme de + 2,4 % par an en 2012. Cette augmentation peut s'expliquer par la croissance du nombre de ménages, le développement de nouveaux usages (informatique, télécommunications) et le développement du chauffage électrique malgré un ralentissement récent. Ces évolutions structurelles se retrouvent dans l'analyse géographique de l'évolution de la consommation sur la période 2006-2011. Ainsi, les régions les plus industrialisées (Nord, Est) voient leur consommation baisser, tandis que les régions plus résidentielles et dont l'activité économique est centrée sur les services la voient augmenter (Ouest, Sud-Ouest, Sud-Est, Île-de-France). En février 2012, la France a connu une vague de froid exceptionnelle – parmi les trois plus sévères des trente dernières années – tant en termes d'intensité que de durée ; des températures inférieures à - 10 °C ont été observées quotidiennement dans plusieurs régions. Pendant toute la période, les pointes journalières ont systématiquement dépassé le précédent maximum de février 2010 et ont atteint leur pic historique le 8 février avec 102,1 gigawatts à 19 h 00. on estime que 40 % de la consommation d'électricité durant cette vague de froid est une conséquence directe de la température, essentiellement du fait de l'importance du chauffage électrique. Cette sensibilité de la consommation à la température se confirme être de l'ordre de 2 300 mégawatts par degré Celsius en hiver. Dans le même temps, on constate que le niveau d'étiage de la consommation, en creux de nuit d'été, reste stable : il a à peine dépassé les 30 gigawatts en 2012. L'écart entre pointe d'hiver et creux d'été n'a jamais été aussi prononcé, traduisant un accroissement de la saisonnalité de la consommation française.

Les dispositifs d'effacement et de modération de la consommation continuent leur développement. Dans le secteur industriel, la capacité d'effacement de consommation contractualisée en 2012 atteint les 400 mégawatts. L'effacement diffus de petits sites a atteint plus de 70 mégawatts en février 2012. Des dispositifs plus ciblés ont été mis en place en Bretagne, particulièrement exposée du fait du peu de production locale. Ils viennent compléter le dispositif EcoWatt, lequel existe d'ailleurs également en région PACA. Ces dispositifs restent d'ampleur modérée au regard de la croissance de la pointe. Le mécanisme d'obligation de capacité, en cours de développement, vise notamment à favoriser leur expansion.

En cumul depuis janvier 2012, la France reste le pays le plus exportateur sur l'ouest de l'Europe, à hauteur de 44 TWh, et l'Italie le pays le plus importateur,

à hauteur de 35 TWh. Toutefois, ce solde exportateur de la France est en retrait par rapport à l'année précédente, où il avait atteint 56 TWh. Malgré la baisse du solde global, les volumes d'exportations françaises sont en hausse marquée vers la Belgique et dans une moindre mesure vers l'Angleterre et l'Espagne. En revanche, le bilan est à nouveau globalement importateur depuis l'Allemagne sur chacun des douze mois de l'année du fait de marges de production disponibles sur d'autres moyens.

L'année 2012 a été marquée par la croissance de la contribution des énergies renouvelables à la couverture de la demande. La production issue des sources d'énergie renouvelables, hors hydraulique, atteint 4,6 % de la production totale française :

- la production hydraulique a bénéficié d'une année plus favorable qu'en 2011, laquelle avait été la plus sèche des cinquante dernières années selon Météo France ;
- la production hydraulique est ainsi plus élevée de 27 % que l'an passé, tout en restant en dessous de la moyenne des 10 dernières années ;
- la puissance éolienne approche le cap des 7 500 mégawatts installés à fin 2012. Un nouveau pic de production éolienne a été atteint le 27 décembre avec 6 176 mégawatts. Le taux de couverture de la consommation par la production éolienne a été de 3,1 % en moyenne annuelle, avec un maximum ponctuel à 12 % le 15 avril. Le rythme de développement est cependant en retrait par rapport aux années précédentes, avec 750 mégawatts raccordés en 2012 contre plus de 1 000 mégawatts par an entre 2008 et 2010. Cela peut s'expliquer par les diverses incertitudes économiques et évolutions réglementaires auxquelles a été exposée la filière ;
- le parc photovoltaïque continue de croître, également à un rythme légèrement inférieur à celui de 2011. Il franchit le seuil des 3 500 mégawatts installés fin 2012. Le taux de couverture de la consommation par la production photovoltaïque a été de 0,8 % en moyenne annuelle ;
- les productions nucléaire et thermique classique sont en retrait par rapport à 2011 : la production globale sur le territoire national est inférieure de 0,3 % par rapport à celle de l'année précédente et s'établit à 541 TWh. Ce léger retrait, alors même que la consommation brute est plus élevée que l'an passé, se traduit par la diminution du solde exportateur des échanges. Cette situation s'explique en partie par la moindre production des centrales nucléaires, en retrait de 3,8 % par rapport à 2011 ;
- la production des centrales thermiques à combustible fossile a diminué de 7 %. Cette baisse a cependant été contenue par deux facteurs : d'une part le recours à ces centrales lors de la vague de froid de février, d'autre part la compétitivité du charbon compte tenu de son faible prix sur les marchés mondiaux en 2012 ;

Les émissions de CO₂ du secteur électrique sont supérieures de 7 % à celles de 2011 du fait de l'appel accru à la production d'électricité à partir de charbon, plus émettrice de CO₂ que le gaz.

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, quatre représentants de l'État et quatre membres nommés par l'Assemblée générale ordinaire.

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 n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a confirmé le principe posé par la directive n° 2003/54/CE selon lequel la gestion d'un réseau de transport d'électricité doit être assurée par une personne morale distincte de celles

1. Source : RTE, *l'Énergie électrique en France en 2012*.

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). Le 26 janvier 2012, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a certifié RTE en tant que gestionnaire de réseau de transport (GRT). Cette certification atteste que RTE se conforme aux exigences de neutralité qui lui sont applicables en tant que GRT indépendant.

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 par la CRE (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 2012, 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 kilomètres 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.

L'année 2012 confirme les bons résultats obtenus ces dernières années en matière de qualité de l'électricité. Le temps de coupure équivalent des clients de RTE est ainsi égal à 2 minutes et 18 secondes hors événements exceptionnels. Ce résultat traduit les efforts de limitation du nombre d'incidents et de leurs conséquences, mis en œuvre dans le cadre des politiques 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 projets étudiés s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. RTE élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à la Commission de Régulation de l'Énergie. En 2012, le montant total des investissements de RTE s'est élevé à 1 361 millions d'euros, dont 1 232 millions d'euros pour les ouvrages réseau. La construction de la ligne à courant continu entre la France et l'Espagne et celle de la ligne 400 kV Cotentin-Maine en représentent la part prépondérante. Pour 2013, le programme d'investissement de RTE est de l'ordre de 1 440 millions d'euros, soit une augmentation d'environ 80 millions d'euros par rapport aux investissements réalisés en 2012. Cette hausse correspond principalement à des projets de renforcement des réseaux régionaux. Les investissements de RTE s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux de la transition énergétique.

En 2012, la base d'actif régulée (« BAR ») s'est accrue de 368 millions d'euros, passant de 11 302 millions d'euros au 1^{er} janvier 2012 à 11 670 millions d'euros au 1^{er} janvier 2013. 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 EEP (European Energy Program for Recovery). Il bénéficie également 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. 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 mégawatts à 2 800 mégawatts.

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 débuté 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 travaux sont en cours pour étendre d'ici la fin 2013 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.

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. RTE a conduit en 2012 une étude stratégique sur le développement de ses prestations internationales.

6.2.2.1.3 Actualité institutionnelle et législative

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a confirmé le principe posé par la directive n° 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, 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 n° 2009/72/CE 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'EVI¹.

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 chargé 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.

6.2.2.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)

ERDF a pour objet principal l'exploitation et le développement du réseau public de distribution en garantissant sa sécurité et sa sûreté et en veillant à tout instant à l'équilibre des flux d'électricité. ERDF, filiale détenue à 100 % par EDF issue de la filialisation des activités de distribution et opérationnelle depuis le 1^{er} janvier 2008, dessert environ 34 000 des 36 500 communes françaises. Cette zone de desserte représente 95 % des volumes d'électricité distribués en France, 5 % étant distribués par des Entreprises Locales de Distribution (« ELD »).

ERDF a distribué en 2012 de l'électricité à plus de 35 millions de clients (points de livraison) en France continentale via un réseau d'environ 1,3 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2012, ERDF employait 38 211 personnes.

Pour l'année 2012, les volumes d'électricité qui ont transité sur le réseau d'ERDF étaient de :

En TWh	2011	2012
Injections par RTE	338,2	351,1
Injections par les producteurs décentralisés	25,0	29,5
TOTAL DES INJECTIONS	363,2	380,6
Livraisons	340,1	355,7
Pertes	23,1	24,9
TOTAL DES SOUTIRAGES	363,2	380,6

Les injections et soutirages : 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).

Les pertes : 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 2012, le taux de pertes a été de 6,5 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 24,9 TWh. Le coût pour ERDF s'est élevé en 2012 à 1 566 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 de 2014 et de manière progressive, ERDF pourra, comme les autres gestionnaires de réseaux, bénéficier de l'ARENH pour l'achat de ses pertes à hauteur de 80 % environ.

Les caractéristiques techniques : le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)) est constitué au 31 décembre 2012 d'environ :

- 618 000 kilomètres de lignes haute tension (« HTA ») à 20 000 volts ;
- 697 000 kilomètres de lignes basse tension (« BT ») à 400 volts ;
- 2 240 postes sources HTB/HTA ;
- 758 000 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, qui assure l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ou bien, dans certains cas, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ; en aval, le disjoncteur installé chez le client, qui relève de la concession.

6.2.2.2.1 Organisation d'ERDF

Depuis le 1^{er} 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 1^{er} juin 2011, sur les plans d'actions gratuites, sur les accords de participation ou d'intéressement.

En application de la directive n° 2003/54/CE dont les principes ont été repris par la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, 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 6.2.2.2.4 (« Service commun et international »)).

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 n° 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 cinq membres depuis janvier 2013 (contre deux membres en 2012) qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du conseil de surveillance.

Missions d'ERDF en France

ERDF exerce dans les conditions fixées par la loi et les cahiers des charges de concessions (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)), les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental. Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités ;

Les investissements d'ERDF ont évolué comme suit :

Investissements bruts (en millions d'euros)	2010	2011	2012
Raccordements utilisateurs et voiries	1 206	1 309	1 380
Investissements délibérés (renforcements, sécurité, qualité, SI...)	1 354	1 512	1 689
Total investissements ERDF	2 560	2 821	3 069
Remises d'ouvrage par les tiers et collectivités ¹	940	932	878
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	3 500	3 753	3 947

(1) Après déduction PCT et article 8.

Les ressources supplémentaires ainsi engagées sont 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.

L'augmentation des investissements permet à ERDF de mettre en œuvre des programmes de renouvellement du patrimoine et en particulier :

- un plan d'actions « Aléas climatiques » a été élaboré et lancé en 2006 dans le cadre du Contrat de service public (voir section 6.5.2 (« Service public en France »)) sur la base d'un diagnostic complet des fragilités potentielles du réseau vis-à-vis des phénomènes climatiques. Ce plan a été complété d'un programme de travaux destinés au « prolongement

- 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 les 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 Activités de distribution

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

Évolution des investissements

En 2012, 3,1 milliards d'euros ont été investis par ERDF, dont 1 milliard en majorité lié 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 756 millions d'euros d'investissements dans le réseau de distribution entre 2009 et 2012. En complément, les autorités concédantes ont investi 878 millions d'euros en 2012. Au total, 3,9 milliards d'euros ont été investis en 2012 en France continentale sur les réseaux de distribution.

de la durée de vie » du réseau HTA aérien d'un montant de 43 millions d'euros et d'équipement en organes de manœuvre télécommandés qui permettent la réalimentation rapide des clients en cas de défaut ;

- un plan de renouvellement des réseaux souterrains anciens HTA et BT des grandes villes est également déployé : plus de 1 100 kilomètres de réseaux souterrains HTA ont ainsi été renouvelés en 2012 ;
- un programme de modernisation des postes sources (contrôle-commande numérique, remplacement d'appareillages de coupures...).

En complément des investissements, ERDF poursuit l'augmentation des budgets de maintenance préventive des réseaux, en particulier pour des actions concernant l'élargissement.

(en millions d'euros)

	2010	2011	2012
Budget de maintenance préventive	230	242	264

Les conférences départementales

Les programmes d'investissement sont déclinés tous les ans au niveau de chaque territoire à l'occasion des conférences départementales prévues et présidées par le préfet. Ces conférences départementales, instituées par la loi NOME du 7 décembre 2010, ont pour objectif de renforcer le dialogue entre les maîtres d'ouvrage qui investissent sur le réseau public de distribution, afin d'atteindre une plus grande efficacité dans les dépenses d'investissements en matière de sécurité et de qualité d'alimentation électrique.

Le contrat de service public et préoccupations environnementales et esthétiques

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 2012, ERDF a construit plus de 98 % des nouvelles lignes moyenne tension en technique souterraine et plus de 79,6 % 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 5 100 kilomètres de lignes aériennes HTA en 2012.

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. En 2012, le temps moyen de coupure hors incidents transport est de 75 minutes confirmant ainsi l'amélioration engagée depuis 2010. 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 n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 fixe les seuils de qualité de desserte à respecter par les gestionnaires de réseau de distribution. Ce décret vise à garantir dans la durée un niveau minimal de qualité pour les usagers placés de façon structurelle dans des conditions d'alimentation électrique significativement plus défavorables que la grande majorité des usagers français. Il concerne plutôt les zones rurales. Il complète logiquement les dispositions retenues par le régulateur dans le cadre du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à maintenir et améliorer tendanciellement le niveau de qualité moyenne. Les seuils sont précisés par l'arrêté du 24 décembre 2007, modifié par l'arrêté du 18 février 2010 mis à jour après une période d'expérimentation destinée à caler certains mécanismes. En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 99 % des clients étaient considérés en 2012 comme « bien alimentés » au regard de la réglementation en vigueur.

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.

Pour couvrir le réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur, ERDF a conclu avec Natixis, le 11 août 2011, un contrat d'une durée de cinq ans. Avec une capacité de couverture de

150 millions d'euros, cette opération de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique reposant sur un indice fonction de la vitesse du vent. Cette couverture a été renforcée par un contrat signé le 16 décembre 2011 avec Swiss Re, portant la capacité totale de couverture à 230 millions d'euros.

Développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre ERDF, le nombre de raccordements d'installations de production photovoltaïque a encore progressé : à fin 2012, 3 126 mégawatts d'installations photovoltaïques sont raccordées (contre 2 321 mégawatts fin 2011), représentant environ 262 850 installations (229 000 étaient raccordées en 2011). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également, et plus de 6 820 mégawatts sont raccordés à fin 2012.

À fin 2012, ERDF a atteint un total de raccordement de production photovoltaïque et éolien d'environ 10 gigawatts, composé respectivement de 3,1 gigawatts de centrales photovoltaïques et de 6,8 gigawatts de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques « historiques » (1,4 gigawatt), les cogénérations (1,8 gigawatt). Au total, à fin 2012, ERDF aura raccordé un parc de production d'environ 14,6 gigawatts. Ces productions ne sont plus marginales ; elles représentent en 2012 environ 8 % de l'énergie gérée au périmètre ERDF.

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 1^{er} juillet 2007.

22 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.

Concessions

ERDF et EDF gèrent 665 contrats de concessions, 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 retour¹. 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 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.

1. Les biens de retour sont ceux qui sont indispensables à l'exercice du service concédé. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à la collectivité concédante. Le contrat de concession prévoit leur retour obligatoire à la collectivité concédante en fin de concession.

Économie 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 6.5.5 (« 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. Il perçoit auprès des usagers un prix destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge ;
- le versement 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 ;
- les droits et obligations des parties en cas de renouvellement de la concession ;
- les droits et obligations des parties en cas de non-renouvellement de la concession (ou de résiliation anticipée), dans l'hypothèse où le maintien du service ne présenterait plus d'intérêt par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent ou du fait des progrès de la science ;
- le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par l'autorité concédante dans le cahier des charges de concession : ce contrôle est exercé par un agent 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. Ce protocole a été renouvelé le 18 juillet 2012.

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 par le concessionnaire à l'autorité concédante.

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 kilowattheures 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.

6.2.2.2.3 Actualité institutionnelle et législative

Le dispositif réglementaire visant à renforcer la sécurité des travaux à proximité des réseaux a vu son principe repris dans la loi dite Grenelle 2 du 12 juillet 2010. Le nouveau dispositif est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012, à la suite de la parution de l'arrêté du 15 février 2012. La réforme met principalement l'accent sur la localisation des réseaux souterrains existant préalablement à la réalisation des travaux et sur le rééquilibrage des responsabilités entre exploitants de réseaux, maîtres d'ouvrage et maîtres d'œuvre de travaux. Les obligations cartographiques portées à la charge des exploitants deviennent plus contraignantes et imposent une précision de localisation de 50 cm. Des investigations complémentaires (fouilles) sont rendues nécessaires pour tous les travaux à proximité de réseaux dont la localisation n'est pas connue avec la précision requise.

Le dispositif d'orientation régionale des énergies renouvelables dispose de son volet réseau avec la parution du décret du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (« EnR »). Ces schémas prévoient la définition par les gestionnaires de réseau des infrastructures nécessaires à l'atteinte des objectifs des schémas régionaux climat air énergie (« SRCAE »), et la mutualisation entre producteurs EnR des coûts correspondants. La mise en œuvre de ces schémas est en cours, quatre d'entre eux étant parus fin 2012 (voir aussi la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

6.2.2.2.4 Service commun et international

Les relations entre ERDF et GrDF au sein du service commun

En application de la directive n° 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 1^{er} 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 2012, plus de 91,6 millions de relevés de compteurs et environ 11,5 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 2012, ERDF comptait 38 211 salariés¹ (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 activité². 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. 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 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.

En novembre 2011, ERDF et GrDF ont signé un protocole d'accord décrivant pour chaque distributeur la vision cible d'organisation du service commun. Ceci a conduit à faire évoluer l'organisation de certaines activités et à adapter l'accord de gouvernance entre les deux distributeurs.

International

Par le biais de sa filiale ERDF-I, ERDF a continué à développer son activité à l'international en 2012 en mettant à la disposition de ses clients son savoir-faire, son expertise et ses services.

Les événements majeurs intervenus en 2012 sont les suivants :

- création d'une filiale à 100 % de ERDF-I, en Russie, ERDF Vostok, le 16 janvier 2012, et entrée en vigueur du contrat de *management* de la société russe de distribution d'électricité de Tomsk, TRK, le 1^{er} mars 2012 ;
- création d'une succursale d'ERDF-I au Liban, ERDF Mashreq, le 23 mai 2012, et signature de deux contrats de performance avec les clients BUS et KVA, respectivement les 12 mars 2012 et 1^{er} juin 2012 ;
- en Chine, mise en œuvre de l'accord de coopération avec State Grid Corporation of China (« SGCC ») par la signature de deux contrats de prestations de services ; signature, le 27 février 2012, d'un accord de coopération avec China Southern Power Grid (« CSG ») ; signature d'un *Memorandum of Understanding* avec le principal distributeur d'électricité chinois de la province du Shaanxi, SPG, le 29 mai 2012, dans la continuité des premiers contacts pris en 2011.

1. Pour la part électricité sur un total de 48 813 à fin 2012.

2. 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.

6.2.2.2.5 Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs intelligents)

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. L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société constitue un enjeu stratégique majeur. Pour y parvenir, ERDF développe le système Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs, les « compteurs communicants ». Ce système représente la première brique des *smart grids*. Au terme d'une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, près de 300 000 compteurs Linky fonctionnent à Lyon et en Touraine. ERDF se prépare désormais à mettre en œuvre la généralisation de ce projet dans toute la France. Il consistera à équiper, d'ici 2020, 35 millions de foyers français pour un investissement total de 4,5 milliards d'euros.

À l'initiative du ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, un groupe de travail réunissant toutes les parties prenantes (fournisseurs, industriels, associations de consommateurs, concédants, régulateur, etc.) a été lancé le 16 novembre 2012 afin de permettre une appropriation collective de quatre points clé du projet : la réponse aux attentes des consommateurs, les capacités du système à gérer l'effacement, la stratégie de déploiement envisagée et les modalités de financement. Ce travail de partage a pour finalité d'engager le projet en 2013 en vue d'un lancement des opérations sur le terrain dans les 18 à 24 mois suivants, temps nécessaire pour que les industriels répondent aux appels d'offres et produisent les matériels.

Rappelons que le compteur communicant représente un outil utile à tous les consommateurs puisqu'il permettra :

- une facturation basée sur la consommation réelle ;
- une majeure partie des interventions réalisées à distance en moins de 24 heures sans la présence du client (relevés, changements de puissance, mise en service...);
- des délais d'intervention réduits en cas d'incident ;
- une intégration facilitée des nouveaux usages (véhicule électrique...) et l'insertion des énergies renouvelables ;
- un accès sécurisé *via* Internet à des informations permettant de comprendre sa consommation ;
- un pilotage d'appareils de la maison pour maîtriser les consommations ;
- un outil simple et unique pour aider au développement de l'effacement.

Accompagner la transition énergétique

Simultanément, ERDF teste à grande échelle les briques suivantes qui offriront aux consommateurs et aux entreprises un réseau profondément modernisé. Ces travaux de recherche et d'expérimentation portent sur l'exploitation des réseaux basse et moyenne tension, l'intégration des EnR (énergies renouvelables) et des véhicules électriques, la gestion du stockage, le maintien de la tension électrique, etc. ERDF pilote ou accompagne une quinzaine de démonstrateurs en France et en Europe avec des partenaires variés, des industriels, des PME, des *start-up* ou des universités. L'enjeu pour le distributeur est d'accompagner la transition énergétique en faisant évoluer les réseaux au meilleur coût pour la société. Grâce aux nouvelles technologies, un pilotage plus fin, plus réactif est possible, basé sur une meilleure connaissance de la consommation, de la production et de l'état du réseau. Cette « intelligence » permet d'éviter des surinvestissements dimensionnés à la pointe de consommation tout en garantissant la fiabilité du réseau, conformément au double objectif du service public confié à ERDF, de performance et de sécurité.

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 ;

Le tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques des Systèmes électriques insulaires à fin décembre 2012.

	Données à fin décembre 2012	
	Total	dont Corse
Effectif EDF ⁽¹⁾	3 295	728
Nombre de clients	1 064 349	237 573
Longueur réseaux (en km)	34 167	11 127
Puissance installée du parc EDF (en MW)	1 924	463
dont parc hydraulique et autres renouvelables	400	142
dont parc thermique ⁽¹⁾	1 524	321
Production d'électricité (en GWh)		
Production EDF ⁽¹⁾	5 393	1 285
dont production hydraulique	1 310	285
Achats d'énergie auprès des tiers	4 141	912
dont énergie renouvelable, y compris bagasse	1 121	189
dont autres énergies	3 020	723
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR EDF ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	9 534	2 197

(1) Données incluant EDF Production Énergétique Insulaire (PEI), filiale à 100% du groupe EDF, chargée du renouvellement des centrales thermiques en Corse et en Outre-Mer.

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du mégawattheure 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, 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 de capitaux immobilisés dans les investissements de production réalisés en Corse, dans les départements d'outre-mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

Fin 2012, une modification au Code de l'énergie concernant la compensation des actions d'efficacité énergétique, des coûts de stockage d'électricité et d'imports d'électricité de pays voisins a été apportée par un amendement présenté dans le cadre de l'examen de la troisième loi de finances rectificative pour 2012 (article 60) qui a été promulguée le 29 décembre 2012. Cette compensation ne peut se faire que dans la limite des surcoûts de production que ces actions contribuent à éviter. Un décret en Conseil d'État et un arrêté du Ministre chargé de l'énergie sont prévus pour son application.

- 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 6.5.2 (« 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 entre offre et 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.

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 mégawatts 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 mégawatts : 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. Les deux premiers moteurs de la centrale de Port-Est à la Réunion ont été mis en service fin 2012.

Le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon pour une capacité de 21 mégawatts est également en cours, de même que l'extension de la centrale de Saint-Barthélemy (deux nouveaux moteurs).

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 mégawatts, qui a été mis en service en 2010, et la construction de l'ouvrage du Rizzanese en Corse, d'une puissance de 55 mégawatts, dont le couplage du premier groupe au réseau a eu lieu le 12 décembre 2012.

EDF a investi 611 millions d'euros dans le domaine de la production d'électricité en 2012 et prévoit d'y investir 380 millions d'euros en 2013.

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 176 millions d'euros dans le domaine des réseaux en 2012 et prévoit d'y investir 170 millions d'euros en 2013.

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 mégawatt 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 communicants 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 mégawatts 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 d'Électricité 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 1^{er} janvier 2012 à 11,3 milliards d'euros pour le transport et à 34 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 (TURPE 3).

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, les Tarifs d'Utilisation des Réseaux de transport et de distribution d'Électricité 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 1^{er} août 2009. La CRE avait conçu sa proposition pour permettre aux gestionnaires de réseaux de couvrir leurs coûts sur une période de quatre 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 devaient 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 extracomptablement, 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'ajustement du CRCP dont la valeur absolue est plafonnée à 2 %. L'application de ces principes a conduit au 1^{er} août 2012 à une hausse de 2,79 % pour le tarif d'utilisation du réseau de transport et de 1,80 % 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 d'ERDF a augmenté de 1,9 % au 1^{er} septembre 2011 et de 2,5 % au 1^{er} septembre 2012.

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 2012, les recettes tarifaires ont été d'environ 4 milliards d'euros pour le réseau de transport et d'environ 12,2 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.

Concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-08 du 3 janvier 2003), voir la section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).

Le 28 novembre 2012, le Conseil d'État a annulé la décision prise par l'État en 2009, relative au tarif d'acheminement des réseaux (TURPE 3). Il a été demandé à la CRE de proposer, et aux ministres compétents d'approuver, un nouveau tarif d'utilisation des réseaux, pour la période courant à compter du 1^{er} août 2009, avec effet différé au 1^{er} juin 2013. Le 5 février 2013, la CRE a procédé à une consultation publique relative à « l'élaboration des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT à la suite de l'annulation par le Conseil d'État des troisièmes Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de distribution d'Électricité ».

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.

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2012 du groupe EDF sur le segment à l'international¹ :

	Capacité installée ⁽¹⁾		Production ⁽¹⁾	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire (hors 100 MW de droits de tirage sur Chooz B)	11 603	35	80 575	49
Thermique à flamme	19 202	58	75 076	46
Hydraulique	1 442	4	4 194	3
Autres renouvelables	837	3	3 182	2
TOTAL	33 084	100	163 027	100

(1) Hors données EDF Énergies Nouvelles à l'international, soit 3 600 MW et 7 280 GWh.

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 Italie : le groupe EDF a pris le contrôle exclusif d'Edison, renforçant ainsi la stratégie gaz du Groupe et confortant sa position en tant qu'acteur incontournable en Italie ;
- en Pologne : le rachat des participations dans les filiales détenues par EnBW.

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 mondial, 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 à eau pressurisé), au Royaume-Uni (15 réacteurs) ainsi qu'aux États-Unis (via Constellation Energy Nuclear Group LLC – « CENG » – et ses sociétés filiales), qui lui permettent d'être un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international. En Chine, EDF et son partenaire CGNPC construisent deux tranches de type EPR à Taishan.

Au Royaume-Uni, via sa filiale EDF Energy, EDF projette de construire jusqu'à quatre tranches de type EPR avec un premier projet de deux tranches sur le site de Hinkley Point. En dépit de l'accident de Fukushima en mars 2011, 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 des conséquences de l'utilisation des ressources fossiles sur le climat. Elle se traduit par l'émergence de plusieurs modèles et de nouveaux partenariats industriels.

EDF s'est fixé quatre 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.).

1. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé des entités.

EDF a ainsi identifié, au-delà de la Chine, un certain nombre d'opportunités géographiques avec pour priorité le Royaume-Uni. 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 et économique ; 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.

Cependant, il apparaît essentiel de renforcer l'offre de réacteurs nucléaires, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011, confirmées par le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012. Le 19 octobre 2012, EDF, AREVA et CGNPC ont ainsi signé un accord de coopération en vue d'envisager l'élaboration d'un nouveau réacteur de troisième génération de taille intermédiaire (1 000 à 1 100 MW). En collaboration avec AREVA, EDF renforce également l'optimisation de la conception de l'EPR, au-delà de la prise en compte du retour d'expérience des EPR en cours de construction.

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

6.3.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est principalement celle d'EDF Energy. Par ailleurs, le Groupe dispose d'une activité d'exploration et production d'hydrocarbures en mer du Nord via EDF Production UK (voir section 6.4.2.2.3 (« Exploration et Production (« E&P » »)).

6.3.1.1 EDF Energy et le marché britannique

EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens du Royaume-Uni, employant environ 15 000 personnes sur plusieurs sites au Royaume-Uni. En 2012, il a maintenu sa position de premier producteur d'électricité (en térawatt-heures produits) et de premier producteur d'électricité faiblement émetteur de CO₂ au Royaume-Uni¹. En se basant sur les données les plus récentes², il a également maintenu sa position de l'année précédente en tant que premier fournisseur d'électricité à des clients non résidentiels (en termes de térawatt-heures vendus³) et a conservé sa place de cinquième plus grand fournisseur de gaz et d'électricité pour les clients résidentiels (en nombre de comptes clients⁴). Dans l'ensemble, EDF Energy est le plus grand fournisseur d'électricité au Royaume-Uni, hors Irlande du Nord.

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 en 2012 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 : Centrica, E.ON UK, GDF Suez Energy International, RWE Power, Scottish Power et Scottish and Southern Energy (« SSE »). Les principaux concurrents d'EDF Energy sur le marché de la fourniture de gaz et 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 à National Grid (le GRT britannique) en Angleterre et au Pays de Galles, et d'autre part à SSE et Scottish Power en Écosse. La distribution d'électricité en Grande-Bretagne est subdivisée en régions gérées par des opérateurs du

réseau de distribution, dont UK Power Networks, Northern powergrid, SSE, SP Energy networks, Western Power Distribution et Electricity North West. Les opérateurs du réseau de distribution de gaz incluent le National Grid, Scotia Gas Networks, Wales and West Utilities et Northern Gas Networks.

6.3.1.2 La 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 développent une politique énergétique visant une énergie sûre, accessible et faiblement carbonée. En dépit du ralentissement actuel de l'activité économique, les prévisions en matière de demande en électricité augmentent à long terme grâce aux politiques de limitation d'émissions de CO₂, incitant à la substitution du gaz et du pétrole, abandonnés au profit de l'électricité faiblement carbonée, notamment dans les secteurs du chauffage et du transport.

L'objectif est de créer de la valeur ajoutée en maintenant son excellence opérationnelle, en maximisant la valeur à partir de ses centrales existantes nucléaires et thermiques charbon, en augmentant la rentabilité en aval sur la base d'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. Le Groupe projette de construire deux à quatre nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni : deux réacteurs à Hinkley Point dans le Somerset et potentiellement deux autres à Sizewell dans le Suffolk (sous réserve des résultats des études en cours). EDF Energy travaille avec le gouvernement britannique sur un accord concernant le site Hinkley Point C afin de garantir son niveau de revenu au travers d'un contrat pour différence (*Contract for Difference*, « CfD ») et de favoriser une décision finale d'investissement (*Final Investment Decision*, « FID »). La publication du projet de loi sur l'énergie en date du 29 novembre 2012 et son examen approfondi en cours par le parlement britannique s'inscrivent dans une dynamique positive pour le projet. Toutefois, les efforts doivent se poursuivre afin de finaliser les dispositions transitoires dans le cadre desquelles le prix d'exercice et les conditions détaillées du CfD pour Hinkley Point C seront définis. Pour plus d'informations, voir section 6.3.1.7.5 (« Cadre juridique au Royaume-Uni ») du présent document de référence.

Les centrales nucléaires du Groupe continuent de fournir le Royaume-Uni en énergie sûre et faiblement carbonée. En 2012, la production nucléaire a atteint son niveau le plus important depuis sept ans avec 60 TWh. Par ailleurs, l'extension de la durée de vie des centrales nucléaires permet de bénéficier d'une production à faible émission de CO₂ jusqu'à ce que de nouvelles capacités soient disponibles. Cette stratégie permet également de favoriser l'emploi en maintenant les compétences dans l'industrie nucléaire britannique. Le Groupe ambitionne d'étendre la durée de vie de ses centrales nucléaires britanniques d'une moyenne de sept ans pour le parc RAG (par rapport à la date de fermeture prévue au moment de l'acquisition de British Energy en 2009) et de 20 ans pour Sizewell B. Cette extension, réglementée, a été réalisée pour partie avec l'annonce de la prolongation de l'exploitation de sept ans des centrales Hinkley Point et Hunterston B en décembre 2012 (voir section 6.3.1.7.2 (« Division Production Nucléaire »)).

Les autres initiatives stratégiques importantes en cours sont la construction de la centrale de West Burton B (1 305 MW), dotée de trois turbines à gaz à cycle combiné (« CCG »), un projet de stockage de gaz à cycle court, la gestion de la fin de vie des capacités de production au charbon (suite 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 poursuite du développement de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables.

1. Source : Elexon reporting.

2. Source : Cornwall Energy Associated Business Sector – Électricité, 31 octobre 2012.

3. Fondé sur les données disponibles, à l'exception de l'Irlande du Nord.

4. Source : Cornwall Energy Associated Domestic Regional Survey, 31 octobre 2012.

À l'aval, l'accent est mis sur l'amélioration de la rentabilité de son portefeuille clients à travers une gestion contrôlée des coûts, une amélioration de la rentabilité et une transformation des processus clés, soutenus notamment par un investissement dans le système d'information. Afin d'assurer à ses clients un service fiable et transparent, EDF Energy s'est engagé à fournir une offre alliant la simplicité à un prix juste et un meilleur service. La perception d'EDF Energy auprès des clients est soutenue par la stratégie de marque *Feel better Energy* et par l'offre innovante du produit « Blue », qui a permis d'atteindre le record de 5,5 millions de comptes client en 2012, dont environ 1 million de comptes clients ayant opté pour le nouveau produit « Blue ». Cette offre a également permis de remporter un contrat de dix ans de fourniture de 3,2 TWh d'électricité faiblement carbonée par an à Network Rail. L'engagement d'EDF Energy porte également sur l'aide à ses clients en difficulté, qui bénéficient automatiquement du tarif le plus bas disponible (voir section 6.3.1.7.1 (« Division Approvisionnement en Énergies et Gestion Clients (« ESCS » »)).

Les performances financières des centrales nucléaires existantes et nouvelles dépendent en grande partie de l'évolution des prix de l'énergie sur les marchés de gros et de la disponibilité du parc. C'est pourquoi la priorité est d'améliorer le profil de risque de son portefeuille en réalisant toutes les opportunités de création de valeur issues de ses actifs nucléaires ou thermiques en déployant un cadre d'investissement rigoureux et en contribuant à la création d'un cadre réglementaire adapté.

Le tableau suivant présente les chiffres clés d'EDF Energy pour l'exercice clos au 31 décembre 2012 :

	31/12/2012	31/12/2011
Électricité fournie (GWh) ⁽¹⁾	51 595	52 819
Gaz fourni (GWh)	31 092	25 747
Nombre de clients (en milliers)	5 768	5 790
Capacité totale (MW)	14 150	12 956
Nucléaire ⁽²⁾	8 741	8 756
Charbon ⁽³⁾	3 987	4 020
Gaz ^{(4) (5)}	1 306	82
Renouvelables ⁽⁶⁾	116	98
Production totale (TWh)	83,4	72,4
Nucléaire ⁽²⁾	60,0	55,8
Charbon	22,8	16,3
Gaz ^{(4) (5)}	0,3	0,03
Renouvelables ⁽⁶⁾	0,4	0,2
Nombre d'employés ⁽⁷⁾	15 153	15 536
Taux d'incident ⁽⁸⁾	1,58	NC

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.

(2) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire et de la production nucléaire, réparties à 80/20 entre EDF Energy et Centrica.

(3) La capacité du charbon représente une « capacité d'entrée de connexion ».

(4) Les chiffres 2012 et 2011 ne comprennent pas la centrale de Sutton Bridge à la suite de l'application des Accords de gestion séparée (voir section 6.3.1.7.4 (« Engagements consécutifs au règlement de la Commission européenne sur les concentrations (« EMCR » »)). Les chiffres de 2012 et de 2011 relatifs au gaz comprennent une capacité de programmes de cogénération.

(5) Incluant la nouvelle centrale à cycle combiné, West Burton B, qui est connectée au réseau pour les activités de mises en services.

(6) En cas de détention de plus de 50 % des actifs, les capacités présentées sont 100 % de la capacité installée et de la production.

(7) Intègre les salariées en congé maternité.

(8) Taux d'accident : nombre annuel total des accidents du travail avec arrêt de travail, décès, blessures traitées au travail (hors premier soins) / nombre d'heures travaillées. Le ratio inclut les salariés, les intérimaires et les CDD et exclut l'entité EDF Energy Renewables.

6.3.1.4 Les engagements de développement durable

Les engagements de développement durable (*Sustainability Commitments*) constituent un ensemble d'objectifs visant à réduire les émissions de CO₂ et les quantités de déchets et à créer une référence en termes de responsabilité citoyenne et sociétale, de service clients et de production d'énergie nucléaire faiblement carbonée. Six des engagements de développement durable

Afin de réaliser ses ambitions stratégiques, le développement et la conservation des talents constituent des objectifs centraux. D'importants investissements ont été réalisés dans la formation et le développement de carrière de ses salariés à tous les niveaux de l'entreprise grâce à son projet de Campus. EDF Energy a l'intention de recruter plus de 4 000 personnes hautement qualifiées entre 2012 et 2015. 1 335 personnes ont été recrutées durant l'année 2012.

6.3.1.3 Les résultats opérationnels

En 2012, EDF Energy a fourni 51,6 TWh (contre 52,8 TWh en 2011) d'électricité et 31,1 TWh (contre 25,7 TWh en 2011) de gaz à des clients résidentiels, industriels et commerciaux. Fin 2012, le Groupe comptait 5,8 millions de comptes client (contre 5,8 millions en 2011), principalement des clients particuliers (5,5 millions), et 0,3 million de comptes clients petites, moyennes et grandes entreprises.

Au 31 décembre 2012, huit centrales nucléaires et deux centrales au charbon sont en exploitation et ont produit sur l'année un total de 82,7 TWh (72,1 TWh en 2011) d'électricité, soit environ un cinquième de la production du Royaume-Uni.

2012 représente la meilleure année en termes de sécurité, avec une baisse d'environ 12 % des accidents par rapport à 2011. Le taux d'accident pour des salariés et des intérimaires est à 1,58 accident par million d'heures travaillées.

devaient être réalisés pour 2012, deux l'ont été dès 2011. Le premier de ces objectifs a permis à 2,5 millions de jeunes en Grande-Bretagne de participer aux initiatives pour le développement durable proposées par EDF Energy dans plusieurs écoles du pays, le deuxième objectif a permis la réduction de 20 % ses émissions de carbone liées au transport de la société. Ces engagements prévoient par ailleurs la réduction de 30 % des émissions de CO₂ provenant des bureaux commerciaux et l'engagement des salariés dans le développement durable. Des progrès constants ont été réalisés tout au long

de l'année 2012 sur ces deux engagements grâce aux investissements réalisés en faveur de la réduction des émissions de CO₂ des bureaux commerciaux. Le niveau d'engagement des salariés a atteint un niveau élevé en 2012 et devrait encore progresser grâce aux nouveaux objectifs de développement durable qui seront déployés en 2013.

6.3.1.5 Les engagements en tant qu'employeur

EDF Energy emploie plus de 15 000 personnes. Le sondage mené auprès des employés en 2012 montre un niveau d'investissement plus élevé que la moyenne au Royaume-Uni et par rapport aux autres entreprises du secteur. Environ 87 % des employés ont participé à l'enquête.

Les objectifs, portant sur la santé, la sécurité et le bien être au travail, ainsi que sur la diversité, les programmes de formation et de développement des employés, sont considérés comme des moteurs essentiels de la performance et de la culture d'entreprise d'EDF Energy. 93 % des employés considèrent que la santé et la sécurité sont une priorité. EDF Energy a obtenu la récompense « Diversity Works for London Gold Standard » en novembre 2012. Par ailleurs, le Campus, centre de formation d'EDF Energy ouvrira ses portes en 2013 dans le Somerset.

Les changements nécessaires à l'évolution de l'entreprise sont menés en partenariat avec les représentants du personnel et les syndicats. Ils font l'objet d'une large communication et diffusion, ainsi que d'un accompagnement aux salariés concernés.

6.3.1.6 London 2012 – Jeux olympiques et paralympiques

EDF a été le partenaire officiel et le fournisseur officiel d'électricité pour les Jeux olympiques et paralympiques 2012.

EDF Energy a fourni le parc olympique en électricité faiblement carbonée : 80 % produits par des centrales nucléaires et 20 % d'origine renouvelable.

EDF a bénéficié de la plus grande exposition en tant que partenaire pendant quatre mois d'affilée¹. La campagne « L'Énergie de la nation » (*Energy of the Nation*), conduite par EDF Energy et réalisée sur le *London Eye* pendant les Jeux, a placé le partenariat d'EDF Energy à un niveau majeur.

6.3.1.7 Structure d'EDF Energy

Le Groupe est organisé en trois divisions principales : la Division Approvisionnement en Énergie et Gestion Clients (*Energy Sourcing and Customer Supply*), la Division Production Nucléaire (*Nuclear Generation*) et la Division Nouveau Nucléaire (*Nuclear New Build*).

Centrica plc. (« Centrica ») détient depuis 2009 une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, la société détenant les actifs de la division *Nuclear Generation*. Centrica détenait aussi une participation de 20 % dans NNB Holding Company Limited, société créée pour prendre en charge les activités de pré-développement du programme de construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de ne pas participer au programme du nouveau nucléaire au Royaume-Uni. Cette décision n'a pas de conséquence sur le partenariat entre les deux entreprises dans le nucléaire existant.

6.3.1.7.1 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, 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 aux variations de prix des marchés de l'énergie, dans le respect de son mandat de risques. Cette division emploie environ 8 000 personnes.

ESCS optimise les risques inhérents au marché de gros pour le compte de l'ensemble des entités britanniques et tire avantage de la combinaison des activités de production-approvisionnement en énergie et de fourniture aux clients.

Approvisionnement énergétique

Production nucléaire

L'énergie produite par le parc nucléaire britannique est vendue par le biais de transactions intragroupes entre *Nuclear Generation* et ESCS, afin de permettre l'optimisation centralisée de l'exposition sur les marchés de gros. Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue directement à Centrica à un prix évoluant sur la base des prix Heren, conformément aux accords conclus avec cette entreprise.

Production d'énergie thermique et stockage de gaz

L'activité de production opérationnelle 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 d'une capacité totale de 2 052 MW, constituée de quatre unités à charbon et de deux turbines au gaz à circuit ouvert de 20 MW chacune. La dernière unité a été mise en service en 1970.

Au total, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, les centrales de Cottam et de West Burton ont produit 22,8 TWh d'électricité, un des plus hauts niveaux de production atteint grâce à une très bonne disponibilité et à des *dark spreads* très élevés.

EDF Energy détient également un site de cogénération (énergie et chaleur) d'une capacité de production totale de 1,4 MW, un contrat d'exploitation et de maintenance pour un site de cogénération de 9,0 MW et une participation de 18,6 % dans la centrale de Barking, située dans la région de Londres.

Enfin, à West Burton dans le Nottinghamshire, une nouvelle centrale à gaz à cycle combiné (« CCG »), d'une capacité de plus de 1 300 MW et composée de trois unités de 435 MW chacune, est en construction, dont l'exploitation commerciale devrait démarrer progressivement durant l'année 2013. Le 4 février 2013, l'unité 2 a commencé des tests de fiabilité.

Le 29 juin 2012, la vente de la société District Energy (« DE ») à UK Power Reserve Limited (« UKPR ») a été finalisée. DE détenait quatre turbines à gaz dans le Kent, le Somerset et en Galles du Sud.

Par ailleurs, une installation de stockage de gaz à cycle court est en cours de construction, en parallèle avec l'installation existante d'EDF Trading de Hole House, dans le Cheshire. Deux cavités d'un total de 9,6 millions de thermies ont été mises en service et débuteront leurs opérations commerciales en 2013. Jusqu'à huit autres cavités pourront être mises en service d'ici 2017.

Énergies renouvelables

Par l'intermédiaire d'EDF ER (EDF Energy – Energy Renewables), une coentreprise constituée entre EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy développe ses actifs éoliens terrestres et en mer signe des contrats d'achat d'énergie (*Power Purchase Agreement*) avec des producteurs d'énergies renouvelables et soutient des projets indépendants. Cette approche équilibrée lui permet d'assurer l'atteinte de ses quotas « RO » (*Renewables Obligations*), quotas obligatoires de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables imposés aux producteurs britanniques. Le système des RO a fait l'objet de plusieurs réformes, la date de fin d'application prévue initialement en 2027 a été prorogée en 2010 à 2037 pour les nouveaux projets.

1. Source : Ipsos, Olympic sponsorship Tracker Report, septembre 2012.

Au cours de l'année 2012, le portefeuille opérationnel des énergies renouvelables a augmenté de 36 MW, avec la mise en exploitation du parc éolien de Green Rigg au dernier trimestre 2012. Fin 2012, EDF ER exploitait 21 parcs éoliens d'une capacité totale de 304 MW, situés principalement dans le nord de l'Angleterre et en Écosse.

De plus, EDF ER totalise une capacité en cours de construction de 225 MW, via notamment trois parcs éoliens terrestres (Fallago Rig, Boundary Lane et Glassmoor), ainsi que son premier parc éolien en mer, Teesside. Ce dernier, d'une capacité installée de 62 MW, devrait entrer en exploitation au premier semestre 2013.

Par ailleurs, EDF Energy est aussi impliqué dans deux autres joint-ventures dans le domaine de la production d'énergie renouvelable :

- avec Eneco, un acteur néerlandais, afin de développer un projet de parc éolien en mer situé à l'ouest de l'île de Wight. Le projet « Navitus Bay » s'inscrit dans le cadre du « Round 3 Offshore » régi par *The Crown Estate* et aura une capacité estimée de 900 MW à plus de 1 100 MW ; et
- AMEC, une entreprise de construction, afin de développer un projet de parc éolien terrestre à Stornoway sur l'île de Lewis en Écosse. Ce projet de plus de 130 MW a reçu l'approbation du gouvernement écossais en septembre 2012.

Optimisation et gestion des risques

Principes généraux

Les politiques relatives aux achats d'énergie et à la gestion des risques s'inscrivent dans le cadre des politiques du groupe EDF. Elles s'assurent que les activités sont optimisées et que ses services soient livrés à un prix compétitif tout en limitant le risque de volatilité sur 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

L'approvisionnement, au-delà de la production propre, en électricité est réalisé au travers d'accords d'achat d'énergie principalement avec les producteurs d'électricité renouvelable et de cogénération. En 2012, les achats au travers de tels accords se sont élevés à approximativement 2,8 TWh.

La position nette vendeur sur les marchés de gros pour les volumes livrables en 2012 a été d'environ 18 TWh (incluant les ventes structurées).

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO₂

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers), ainsi que de droits d'émissions de CO₂, ont été conclus afin de couvrir les besoins en combustible des centrales électriques et des clients britanniques consommateurs de gaz.

Ces achats de charbon et de droits d'émissions de CO₂ se fondent sur les prévisions de production de ses actifs de production charbon et gaz et sur les niveaux cibles des stocks minimums. En 2012, le charbon acheté provenait à parts égales du Royaume-Uni et de sources étrangères acquises par EDF Trading.

La division ESCS a besoin de gaz pour approvisionner son portefeuille de clients résidentiels, ses centrales gaz à circuit ouvert (« OCGT ») et sa nouvelle centrale West Burton B à cycle combiné gaz (« CCG »). Actuellement, ESCS s'approvisionne en gaz sur le marché de gros au travers principalement d'achats principalement à terme effectués par EDF Trading.

Approvisionnement des clients

Les ventes d'énergie se font sur deux principaux segments de clients : les clients résidentiels, *Business to Customer* (« B2C »), et les clients commerciaux, *Business to Business* (« B2B »), la taille des clients entreprises allant des grandes entreprises industrielles aux petites entreprises privées.

Les stratégies de gestion des risques sont différentes pour chacun de ces deux segments.

Fin décembre 2012, EDF Energy comptait 3,9 millions de clients et 5,8 millions de comptes client sur ces deux segments. Au cours de l'année, EDF Energy a fourni 17 TWh d'électricité à 3,5 millions de comptes B2C et à 203 195 comptes PME (petites et moyennes entreprises), ainsi que 35,0 TWh¹ d'électricité à 108 300 comptes B2B grandes entreprises. EDF Energy a également fourni 30,9 TWh de gaz à 2 millions de comptes client B2C en 2012.

B2C

Les tarifs 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 fondamentale pour tous les fournisseurs d'électricité et de gaz au Royaume-Uni.

Le 26 octobre 2012, l'organisme britannique de régulation des marchés de l'électricité et du gaz, l'Ofgem, a publié un rapport détaillé sur le marché B2C de l'énergie (*Retail Market Review* – « RMR »), dans le but de permettre aux consommateurs de choisir la meilleure offre disponible et de rétablir la confiance dans les acteurs du marché de l'énergie. Pour ce faire, il est demandé aux fournisseurs d'énergie de simplifier leurs offres et d'améliorer l'information sur les prix, les produits et les économies potentielles, et de traiter plus équitablement les clients dans le cadre d'un code de conduite désormais partie intégrante des licences de fourniture d'énergie. Ces propositions sont conformes aux ambitions propres d'EDF Energy résumées dans la charte d'« Engagements clients pour une offre simple, équitable » et un meilleur niveau de service qui visent à reconquérir la confiance de nos clients. Sous réserve des résultats de la consultation obligatoire lancée par l'Ofgem auprès des fournisseurs d'énergie, le régulateur souhaite que ces propositions entrent en vigueur au cours du second semestre 2013. EDF Energy a d'ores et déjà anticipé la plupart des changements envisagés et sera au premier rang des énergéticiens britanniques pour la mise en place et le respect des exigences liées à ces modifications.

EDF Energy a été le premier des grands fournisseurs d'énergie à annoncer une baisse de ses prix en janvier 2012, en réduisant les prix du gaz de 5 % pour ses clients en février. Une deuxième vague de changement de prix a eu lieu à partir d'août sur le marché britannique, conséquence notamment de nouvelles hausses significatives des coûts environnementaux et d'utilisation des réseaux, associés à des mouvements haussiers des prix sur les marchés de gros de l'énergie. Le 26 octobre 2012, le Groupe a aussi été le cinquième des six fournisseurs principaux à annoncer une hausse de ses prix de 10,8 % (en moyenne) pour le gaz et l'électricité. De plus, au cours de l'année 2012, l'offre « Blue+ Price Promise » a été lancée, permettant de bénéficier de prix fixe pour une période déterminée. Ce produit innovant s'appuie sur la production bas carbone issue du nucléaire, une promesse d'alerte sur les mouvements de prix des compétiteurs, l'absence de frais de résiliation et la sécurité de prix fixés pour plus d'un an, avec des récompenses chaque mois et la promesse de prévenir le client si la concurrence lance un produit moins cher de 52 livres sterling par an, c'est-à-dire 1 livre par semaine. Depuis le lancement de la première offre « Blue+ Price Promise » en avril 2012, plus de 1 million de clients ont opté pour cette offre.

Enfin, EDF Energy a continué à faire référence dans la protection des clients en difficulté. C'est le seul fournisseur s'engageant à faire bénéficier automatiquement des tarifs les plus bas disponibles aux clients en difficulté identifiés par le gouvernement britannique. Cette stratégie de confiance, de transparence et d'équité a permis d'accroître son portefeuille de clients résidentiels au cours de 2012, totalisant plus de 5,5 millions de comptes clients, le plus haut niveau jamais atteint en fin d'année.

Au cours de l'année 2012, la totalité de son portefeuille B2C a été transférée avec succès sur une nouvelle plateforme de gestion clientèle qui permettra d'améliorer la relation clientèle tout en réduisant le coût par client.

Les taux de résiliation d'abonnements sur le marché B2C du Royaume-Uni sont restés relativement élevés par rapport aux autres pays, même si

1. Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.

une tendance à la baisse a été constatée depuis 2008, année record. Fin septembre 2012, 16,2 millions (62 %) de consommateurs d'électricité B2C du Royaume-Uni et 12,7 millions (58 %) de consommateurs B2C de gaz du Royaume-Uni avaient quitté leur fournisseur d'origine au moment de la libéralisation du marché¹.

Compteurs intelligents

Les fournisseurs d'énergie britanniques ont pour obligation de déployer le programme d'installation de compteurs intelligents du gouvernement visant 97 % des clients résidentiels et des petites entreprises d'ici à 2019. À ce titre, ESCS va devoir installer des compteurs intelligents, ainsi que des plateformes de communication et des dispositifs d'affichage, pour ses 3,9 millions de clients résidentiels et petites entreprises. Ce programme a pour ambition de permettre aux clients de réduire leur consommation d'énergie, de faire baisser les émissions de CO₂ des utilisateurs finaux et de dégager des économies pour les fournisseurs grâce à une facturation et à des relevés de compteurs plus efficaces.

L'installation de compteurs intelligents a commencé par le lancement d'une série d'essais et de projets pilotes visant à tester la technologie avec UK Power Networks, dans le cadre du projet *Low Carbon London*.

Objectifs de réduction des émissions de CO₂ (Carbon Emissions Reduction Targets – « CERT ») et Programmè d'économies d'énergie (Community Energy Saving Programme – « CESP »)

EDF Energy a pour obligation de participer au programme gouvernemental de réduction des émissions de CO₂ (*Carbon Emission Reduction Targets*, « CERT »), qui vise à réduire l'empreinte carbone des logements en favorisant les solutions énergétiques à faible émission. Le CERT a été prolongé jusqu'en décembre 2012, augmentant ainsi l'objectif de réduction d'émissions de dioxyde de carbone à 293 millions de tonnes de CO₂ pour l'ensemble des fournisseurs. L'obligation liée au CERT était de 31 millions de tonnes de CO₂, et cet objectif a été atteint dans le délai imparti. Plus de 900 000 dispositifs d'isolation ont été installés au travers de tout le pays, permettant aux foyers de conserver la chaleur et réduisant les factures. Sur le nombre total de dispositifs d'isolation installés, 430 000 ont été installés dans des foyers qualifiés de « groupe prioritaire », comprenant les personnes âgées de plus de 70 ans et recevant une aide de l'État du fait de leur faible niveau de revenu ; et 80 000 ont été installés dans des foyers qualifiés de « groupe super-prioritaire », incluant de plus les foyers avec des enfants âgés de moins de cinq ans ou avec une personne handicapée. Le groupe est également tenu de participer au programme gouvernemental d'économie d'énergie communautaire (*Community Energy Saving Program* – « CESP »), qui demande aux fournisseurs de gaz et d'électricité ainsi qu'aux producteurs d'électricité de prendre des mesures permettant des économies d'énergie aux consommateurs résidentiels dans certaines zones à faible revenu. Là aussi, l'objectif fixé par cette obligation a été atteint dans les délais impartis, et plus de 24 000 dispositifs d'isolation ont été installés.

Les programmes CERT et CESP ont pris fin en 2012 et ont été remplacés par l'*Energy Company Obligation* (« ECO »).

B2B

La division B2B est le fournisseur le plus grand en volume du marché industriel et commercial du Royaume-Uni, approvisionnant 36,8 TWh et représentant 20 % du marché de l'électricité². Cette division fournit une gamme étendue de clients du marché industriel et commercial incluant le secteur public, des clients multisites, de grands sites industriels et des petites et moyennes entreprises.

Des contrats importants ont été remportés durant l'année 2012. EDF Energy est notamment devenu l'unique fournisseur d'électricité du gouvernement écossais (*Scottish Procurement Services*), faisant ainsi suite au contrat de fourniture gagné avec le gouvernement britannique conclu en 2011.

De plus, B2B a signé des contrats de fourniture d'énergie pour plusieurs sites iconiques dans le cadre des Jeux olympiques 2012. Ainsi, *Tower Bridge*, *London Eye* et le stade olympique ont été fournis en énergie grâce à l'offre « Blue », qui permet une fourniture d'énergie faiblement carbonée provenant

de nos centrales nucléaires. Plus récemment, la signature d'un accord de 10 ans de fourniture de 3,2 TWh d'électricité faiblement carbonée par an avec *Network Rail* (un réseau ferroviaire qui transporte trois millions de passagers et 10 000 tonnes de fret par jour) a été annoncée. Ceci démontre que la division B2B continue à être bien implantée dans les segments grands clients national et grands clients multisites en Grande-Bretagne.

Cependant, la concurrence sur les secteurs industriels et commerciaux demeure forte, comme le montre l'érosion constante des parts de marchés grands comptes, l'arrivée de nouveaux entrants et l'augmentation de l'influence des intermédiaires. Ceci entraîne une pression accrue sur le niveau des marges. Afin de répondre à cela, B2B met l'accent sur la création de valeur additionnelle pour les clients, au travers notamment de fourniture de solutions bas carbone et de services à l'énergie.

B2B continue par ailleurs d'améliorer ses produits, ses processus et ses systèmes afin de faire progresser la relation et la satisfaction client. En particulier, la division travaille sur la mise en service d'une nouvelle plateforme de tarification, de facturation, et de relève des compteurs. La migration de l'ensemble des clients sur cette nouvelle plateforme se fera sur plusieurs phases tout au long de l'année 2013.

6.3.1.7.2 Division Production Nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires d'une capacité totale de 8 741 MW. 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 CO₂ comme fluide caloporteur ;
- le REP est quant à lui contenu dans une cuve à pression en acier rempli d'eau sous pression qui agit comme modérateur et fluide caloporteur. La cuve du réacteur 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.

Sûreté

La sûreté constitue la plus grande priorité et, parmi toutes les responsabilités assumées, 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.

1. Source : Département de l'énergie et du changement climatique, Prix trimestriels de l'énergie, décembre 2012.

2. Cornwall Energy Associates, 31 octobre 2012.

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 2012, aucun incident nucléaire n'a été classé au-delà du niveau 1 (type « anomalie ») et il a été enregistré 12 incidents de niveau 1.

Des procédures strictes sont appliquées 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. Tout salarié pénétrant dans une zone radiologique, dont l'accès est contrôlé, reçoit un dosimètre électronique personnel mesurant les doses de radiation et prévenant la personne en cas de dépassement des niveaux des doses prédéterminés.

La dose limite légale de radiation, mesurée en millisieverts (mSv), est de 20 mSv par an. Au cours de l'année civile 2012, la dose individuelle reçue par tous les employés des sites nucléaires britanniques existants a été de 0,061 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue est de 8,2 mSv en 2012.

Conséquences de l'accident Fukushima sur la production nucléaire

À la suite des événements ayant eu lieu à Fukushima en 2011, l'autorité de sûreté nucléaire (*Office for Nuclear Regulation* – « ONR ») a réalisé une revue indépendante des centrales nucléaires au Royaume-Uni et a conclu que « les centrales nucléaires au Royaume-Uni ne présentent aucune faiblesse importante ». Ces résultats ont été corroborés par le Programme en réponse au séisme japonais (« JER »), qui consistait en une revue interne de l'ensemble du parc de centrales nucléaires démontrant qu'« il n'y a pas de problème de sûreté nucléaire pour des événements restant dans le cadre des spécifications de conception ». Plus de 18 mois après l'accident, EDF Energy est toujours engagé dans une démarche de renforcement des capacités de son parc de huit centrales nucléaires pour qu'elles supportent et se rétablissent d'un événement naturel extrême. Le processus de revue du parc durant cette période a apporté des informations tant à l'ONR qu'à l'ENSREG (groupe européen des régulateurs en sûreté nucléaire). La Division Production Nucléaire s'est concentrée sur l'analyse des marges de sûreté actuelles et l'étude d'une large gamme d'options d'amélioration supplémentaire. Elle s'engage à continuer les revues opérationnelles pour tirer les leçons de l'événement de Fukushima et à répondre aux demandes

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

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation Obtenue	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté ⁽¹⁾
Hinkley Point B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Dungeness B	RAG	Avril 1983	35 ans	10 ans	2018	2018
Heysham 1	RAG	Juillet 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	Juillet 1988	35 ans	10 ans	2023	2020
Sizewell B	REP	Février 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 22 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 a annoncé, en février 2012, son intention d'obtenir des extensions de durée d'exploitation pour toutes ses centrales nucléaires, sous réserve du respect de conditions de sûreté et économiques. C'est dans cette perspective qu'a été 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

de l'ONR et de l'ENSREG, tout en participant aux revues menées par WANO au niveau des sites et du siège. La « phase de livraison », correspondant à la réalisation, sur l'ensemble du parc, des améliorations qui ont été approuvées, a débuté. Le programme JER a fourni une solution totalement intégrée d'améliorations de la résilience sur site en renforçant la capacité d'absorption des événements naturels extrêmes. Il a également entraîné l'achat d'équipement de secours et renforcé les dispositions d'urgence en complément des procédures actuelles.

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 visant à allonger la durée d'exploitation d'une centrale nucléaire au-delà de la date d'arrêt initialement prévue est 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 nécessite l'accord de la *Nuclear Decommissioning Authority* (« NDA ») dans le cas où cet allongement se traduirait 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 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.

potentielle des centrales, lequel s'est achevé en 2011, et sous réserve des révisions et autorisations nécessaires, il est prévu de prolonger la durée d'exploitation des centrales britanniques en moyenne de 7 ans pour le parc de centrales de type RAG, (y compris les prolongations de 5 années supplémentaires de durée d'exploitation déjà obtenues en décembre 2010 pour Hartlepool et Heysham 1) et de 20 ans pour la centrale Sizewell B.

En décembre 2012 a été rendue publique la décision de prolonger de sept ans l'exploitation des centrales de Hinkley Point B et Hunterston B, après avoir réalisé les évaluations techniques, de sûreté et financières nécessaires et obtenu les autorisations externes correspondantes. Cette décision reporte la date de

fermeture officielle de ces deux centrales à 2023 et correspond aux attentes du programme d'extension de durée de vie des centrales nucléaires. Les études complètes visant à prolonger la durée d'exploitation des autres centrales seront effectuées au minimum trois ans avant la date prévue de fermeture de chacune d'entre elles, la prochaine centrale concernée est Dungeness B.

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	
		2012	2011
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 040	4,1	1,3
Hartlepool	1 180	8,8	7,4
Heysham 1	1 160	6,6	8,6
Heysham 2	1 220	9,4	8,5
Hinkley Point B	870	6,3	6,1
Hunterston B	890	6,9	6,3
Torness	1 190	8,6	9,0
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 191	9,3	8,6
TOTAL	8 741	60,0	55,8
FACTEUR DE CHARGE⁽³⁾		78 %	73 %

(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 1^{er} 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 de la Division Production Nucléaire pour l'exercice annuel clos le 31 décembre 2012 s'est élevée à 60,0 TWh, conformément à l'objectif de performance visant à atteindre une production nucléaire supérieure à 55 TWh, et supérieure de 4,2 TWh à la production 2011 (55,8 TWh). Cette augmentation reflète les améliorations dans l'installation d'acheminement du combustible à Dungeness B, la résolution du problème de limitation de la température du *hot box dome* du réacteur 2 de Heysham 1, ainsi que la réduction de la durée du programme d'arrêts réglementaires.

Au cours de 2012, un plan d'arrêts programmés a été mis en œuvre sur le parc de production nucléaire. Des arrêts réglementaires ont été réalisés sur le réacteur 22 de Dungeness B, le réacteur 2 de Heysham 1, le réacteur 3 de Hinkley Point B, le réacteur 3 de Hunterston B et le réacteur 2 de Torness. Ce programme d'arrêts atteste de 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 pertes de production à l'avenir.

État des centrales

Dungeness B

À la suite des travaux menés en 2011 sur l'installation d'acheminement du combustible, qui offre la possibilité d'enlever les combustibles usés des réacteurs et d'introduire du nouveau combustible, les deux unités de Dungeness B avaient la possibilité de fonctionner 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 (*hot box dome*). À la suite de cette modification visant à créer des circuits de refroidissement supplémentaires, et de l'analyse complémentaire permettant d'apporter des améliorations en

termes de précision au calcul des températures de la surface supérieure du *hot box dome*, le réacteur 2 de Heysham 1 avait la possibilité de fonctionner à pleine capacité en 2012.

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 ou latents éligibles (y compris les passifs liés à la gestion des combustibles usés 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 ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés 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 (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 combustibles usés provenant de l'exploitation, à compter du 15 janvier 2005, des centrales de type RAG et ne supportent aucune responsabilité quant à ces combustibles 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 l'amélioration de la notation financière d'EDF Energy Nuclear Generation Group obtenue postérieurement 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 une composante d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

6.3.1.7.3 Division Nouveau Nucléaire

Activité de la Division Nouveau Nucléaire

Il est envisagé de construire jusqu'à quatre nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni : un double réacteur EPR 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 par EDF à Flamanville, en France, et à Taishan, en Chine, dans le cadre d'un accord de partenariat (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « L'European Pressurized Water Reactor (« 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. En décembre 2012, la Division Nouveau Nucléaire a franchi le cap des 2,9 millions d'heures travaillées sans incident, ce qui est remarquable dans un contexte où environ 30 % de ces heures travaillées l'ont été sur les sites de Hinkley Point C (« HPC ») et de Sizewell.

Hinkley Point C

Planification et état d'avancement des autorisations

D'importants progrès ont été réalisés tout au long de l'année au niveau des permis environnementaux. La demande de permis environnemental WDAP (*Water Discharge Activity Permit*), requis pour la construction de Hinkley Point C (« HPC »), et celles des trois principaux permis environnementaux requis pour son exploitation, ont été déposées au cours de l'été 2011. Le 29 février 2012, le permis WDAP pour le projet HPC a été accordé avec des conditions préalables à son exploitation. En août 2012, l'Agence pour l'environnement (*Environment Agency* – « EA ») a publié des décisions

préliminaires sur les trois permis environnementaux relatifs à l'exploitation de la centrale : le permis RSR (*Radioactive Substances Regulation*) encadrant la sûreté et le contrôle des rejets et de l'élimination de faibles quantités de déchets radioactifs liquides, gazeux ou solides, le permis *Combustion Activity*, qui régit les rejets des groupes électrogènes Diesel de secours, et le permis WDA (*Water Discharge Activity*) qui régit le rejet des eaux de refroidissement et des effluents associés. Avant qu'un RSR (*Radioactive Substances Regulation*) soit accordé pour un nouveau projet de centrale nucléaire, l'article 37 du traité Euratom exige que le gouvernement britannique soumette à la Commission européenne une étude permettant d'établir si le projet peut conduire à une possible contamination radioactive d'un autre pays membres. L'Agence pour l'environnement (« EA ») ne peut pas délivrer un RSR (*Radioactive Substances Regulation*) avant que la Commission ne donne son opinion. Dans le cas de Hinkley Point C (« HPC »), à la suite des soumissions concernant l'article 37 par le gouvernement britannique, la Commission a rendu un avis favorable en février et mai 2012. L'EA a donc conclu son rapport en déclarant : « Nous n'avons aucune raison à ce stade de ne pas délivrer ces trois permis. Nous considérons que les limites et les conditions présentées dans les projets de permis conviennent à la protection de la population et de l'environnement. » La consultation publique au sujet des décisions préliminaires a pris fin le 9 novembre 2012 et, suivant les résultats de la consultation, les trois permis opérationnels ont été délivrés officiellement le 13 mars 2013.

Le *Planning Inspectorate* (PINS) relève du ministère des Autorités et Collectivités locales (*Department for Communities and Local Government*). Il gère les programmes d'appel, les demandes de permis pour les infrastructures nationales, les examens publics de plans de développement local et autres programmes et enquêtes en Angleterre et au Pays de Galles. Le PINS a nommé cinq inspecteurs constituant « l'administration examinatrice » afin d'évaluer la demande de HPC pendant six mois d'examen approfondi, qui ont été finalisés le 21 septembre 2012. L'administration examinatrice a eu alors trois mois pendant lesquels elle a formulé des recommandations dans un rapport remis au Secrétaire d'État (« SoS ») à l'énergie et au changement climatique le 19 décembre 2012.

Le 19 mars 2013, le Secrétaire d'État (« SoS ») à l'énergie et au changement climatique a approuvé le permis de construire (*Development Consent Order*) permettant à EDF Energy d'implanter une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point C.

En août, la Commission européenne a approuvé la programmation des investissements pour HPC conformément à l'article 41 du traité Euratom, concluant qu'ils « répondaient aux objectifs du traité Euratom et contribuaient au développement d'un mix énergétique durable au niveau national ». Dans le cadre du traité, les développeurs de nouvelles centrales nucléaires doivent avertir la Commission de tout projet d'investissement. EDF Energy lui a soumis la documentation en janvier 2010.

Pendant l'été 2012, les demandes autorisant la construction et l'exploitation d'une jetée provisoire ont été acceptées, et les ordonnances correspondantes sont entrées en vigueur. La jetée va jouer un rôle essentiel dans l'acheminement par mer des matériaux de construction vers le site HPC et permettra ainsi de réduire l'impact sur le réseau routier local et les impacts environnementaux associés pendant la période de construction. Dean & Dyball Civil Engineering a été sélectionné en fin d'année pour construire la jetée.

EDF Energy et les municipalités du Somerset ont signé un accord majeur en août 2012, résolvant tous les principaux problèmes soulevés par les municipalités concernant le permis de construire de la centrale nucléaire HPC et prévoyant le versement de près de 100 millions de livres sterling aux communautés locales pour en atténuer l'impact. Conformément à cet accord, appelé « accord de la section 106 en termes d'aménagement », plus de 64 millions de livres sterling seront consacrés à l'aide aux communautés locales et à des services dans les domaines de l'éducation, de la formation, des transports et du logement. Cette somme vient s'ajouter aux 30 millions de livres sterling consacrés aux travaux de préparation du site, en janvier 2012.

Accords sur les recettes

Le projet de loi sur l'énergie incluant le contrat pour différence (« CfD ») est une étape importante pour le projet, et la mise en place des réformes annoncées est attendue en 2013 et 2014. De fait, des accords intermédiaires

(un premier document pour le CfD) sont négociés avec le Département à l'énergie et au climat (« DECC ») pour HPC. La conclusion des discussions reste un élément clé pour la décision finale d'investissement (« FID »).

Programme de financement de la déconstruction des centrales

Dans le cadre de l'*Energy Act* 2008, les exploitants de nouvelles centrales nucléaires ont l'obligation d'avoir mis en place un programme de financement pour la déconstruction (*Funded Decommissioning Programme* – « FDP ») approuvé par le Secrétaire d'État à l'énergie et au changement climatique et ce, avant que la partie de la construction liée à la sûreté ait démarré. L'objectif premier du FDP est de s'assurer que les exploitants prévoient le financement :

- de la totalité des coûts de déconstruction de leurs installations ;
- de leur part des coûts liés à une gestion sûre et sécurisée de leurs déchets, le but étant de se prémunir du risque d'avoir recours à un financement public.

Une version préliminaire du FDP a été déposée en mars 2012 au *Department of Energy and Climate Change* (« DECC »). Une série de discussions avec le DECC, ses conseillers, ainsi que le *Nuclear Liabilities Financing Assurance Board* (« NLFAB ») ont eu lieu. EDF Energy et le DECC travaillent sur une revue globale et un programme de discussion en vue d'obtenir un FDP final à temps pour la décision finale d'investissement. Le 17 décembre 2012, EDF Energy a reçu une lettre du Directeur de l'Office du développement nucléaire (*Office of Nuclear Development*), confirmant que le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement Climatique (« DECC ») et NNB avaient un accord de principe concernant le FDP.

Évaluation des prototypes standards (« GDA »)

Le 13 décembre 2012, la Direction britannique de la santé et de la sécurité (*Health & Safety Executive* – « HSE ») a émis une confirmation d'acceptation de conception (*Design Acceptance Confirmation* – « DAC »), et l'Agence pour l'environnement (*Environment Agency* – « EA ») a émis une déclaration d'acceptabilité de conception (*Statement of Design Acceptability* – « SODA ») reconnaissant la conformité de la conception de l'EPR britannique aux exigences des permis de conception, de construction, d'exploitation et de démantèlement d'une centrale nucléaire au Royaume-Uni. Ceci a marqué la fin du processus d'évaluation des prototypes standards (*Generic Design Assessment* – « GDA »), entamé en 2007.

La DAC et la SODA ont été accordées car l'autorité de sûreté nucléaire (*Office for Nuclear Regulation* – « ONR ») et l'EA ont estimé qu'EDF et AREVA avaient résolu de manière satisfaisante les problèmes de GDA restés en suspens après la publication d'une DAC et d'une SODA intermédiaires en juillet 2011. Les travaux effectués pour résoudre ces problèmes se sont déroulés conformément aux plans de résolution formulés. Ils ont demandé un effort très important de la part des requérants (EDF et AREVA) et des organismes de réglementation (ONR et EA). Les obtentions de la DAC et de la SODA constituent des étapes importantes du processus permettant de lancer la construction de l'îlot nucléaire à HPC.

Licence de sites nucléaires

Depuis la demande de validation de la *Nuclear Safety Line* pour HPC en 2011 et tout au long de 2012, le projet NNB a continué à travailler pour satisfaire les exigences de la Condition de licence (« *License Condition* ») et sur les dispositions organisationnelles nécessaires à la NSL. Au cours de cette période, EDF Energy a par ailleurs assisté l'ONR dans ses interventions et dans l'évaluation du site sur les spécificités techniques requises, les dispositions prises et la capacité générale de l'organisation du projet NNB à se voir attribuer une licence de site nucléaire.

EDF Energy a entrepris sa propre revue en vue d'obtenir sa licence de site nucléaire et a rapporté les conclusions qui en ont découlé à l'ONR. L'ONR a achevé ses travaux d'évaluation sur le potentiel du NNB en rendant un avis positif ; la NSL a ainsi été accordée à HPC le 26 novembre 2012.

Dans les mois prochains, d'autres dispositions devront être prises pour garder la NSL, notamment concernant la mise en service et l'exploitation.

Principaux contrats de construction

Le fournisseur retenu pour le contrat de début de terrassement a été nommé début 2012 et finalise la phase de conception afin d'être prêt lors du démarrage des activités de construction dans le cas où la FID serait accordée.

Les principaux fournisseurs ont également été sélectionnés pour les quatre principaux contrats de construction, le contrat des travaux de génie civil (*Main Civil Works*), le contrat de l'îlot conventionnel (*Conventional Island*), le contrat de travaux maritimes (*Marine Works*), le contrat sur la chaudière nucléaire (*NSSS*) et le contrat *Instrumentation & Controls* (« I&C »). Les documents contractuels sont actuellement en cours de finalisation et prêts à être signés en cas de décision finale d'investissement (« FID »). Un certain nombre de ces entrepreneurs sélectionnés participe aux travaux préparatoires (*Early Contractor Involvement* – « ECI »), permettant d'aider les équipes d'ingénierie de HPC et les équipes engagées dans la phase de préconstruction à sécuriser le projet et le calendrier de construction. Les négociations se poursuivent sur d'autres contrats également sur le chemin critique, dont notamment les contrats de développement pour un certain nombre de travaux tels que les travaux routiers, les contournements, l'équipement logistique et d'hébergement des travailleurs, ainsi que sur les contrats de fourniture d'équipement électrique et mécanique pour le site principal.

Achat des terrains

L'acquisition de terrains est conforme au planning et reflète les choix de sites lors du processus engagé avec le *Planning Inspectorate* (« PINS »).

Trois contrats de mise à disposition pour une durée de 999 années des terrains nécessaires pour le site principal de construction de HPC ont été conclus en 2012. Ceci est une des conditions requises pour obtenir une autorisation d'exploitation d'un site nucléaire.

Mise en place des Systèmes d'Information (« SI »)

Les travaux sur l'infrastructure technique requise pour prendre en charge le projet se sont poursuivis avec la construction d'un réseau informatique dédié au nouveau programme nucléaire offrant ainsi une certaine flexibilité nécessaire pour la collaboration des partenaires tout en protégeant les informations et en assurant la conformité aux dispositions réglementaires. Le réseau a été homologué par l'ONR en juin 2012.

Activités liées au site d'Hinkley Point C (« HPC »)

Au cours du premier trimestre 2012, la Division Nouveau Nucléaire est devenue le détenteur de la totalité du site d'HPC. EDF Energy est par ailleurs devenu le principal entrepreneur dans le cadre réglementaire du *Construction Design Management* (« CDM ») 2007 du Bureau pour la santé et la sécurité (*Health and Safety Executive* – « HSE »). Ceci a permis à HPC de se conformer parfaitement aux procédures de travail de la Division Nouveau Nucléaire.

Un contrat a été signé début 2012 avec Kier Bam pour prendre en charge les travaux préparatoires. La première phase de ces travaux a commencé le 26 mars 2012, toutes les conditions nécessaires ayant été remplies. La constitution du dossier et la rédaction du cahier des charges pour les conditions de travail ont été engagées. Les travaux de la phase 1 comprenaient l'achèvement de la construction de l'enceinte du site et de la route d'accès, la réalisation de plusieurs déviations de voies publiques, des travaux archéologiques et le déplacement de certains arbres et haies spécifiques. Les travaux de dépollution à HPC ont révélé la présence de quantités sensiblement plus importantes que prévu de matériaux contenant de l'amiante. Cette amiante avait été laissée sur le site à la construction des deux premières unités dans les années 1960 et 1970. L'information a été soumise au Conseil du Somerset ouest afin de le tenir informés de la situation. Cependant la dépollution de la plus grande partie du site a été réalisée avec la fin des deux premières phases des travaux. La finalisation des travaux de dépollution est maintenant soumise à l'obtention de permis de construire et à la planification de ces travaux.

Sizewell C

Le 21 novembre 2012, la consultation publique officielle pour le projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Sizewell a été lancée.

6.3.1.7.4 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 : (i) la cession de la centrale au gaz de Sutton Bridge, détenue par EDF Energy ; (ii) la cession de la centrale au charbon d'Eggborough, détenue par British Energy ; (iii) la vente d'électricité sur le marché de gros britannique pour un volume compris entre 5 et 10 TWh par an pendant la période 2012-2015 ; (iv) 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 (v) l'abandon de l'un des trois accords combinés de connexion au réseau du Groupe à Hinkley Point. Les engagements correspondants aux points (i), (ii), (iv) et (v) ont été satisfaits. Dans le cadre du point (iii), EDF Energy a engagé la vente de volumes d'électricité sur le marché de gros britannique pour la période 2012-2015. Ces ventes font l'objet d'un suivi régulier par la Commission européenne.

Conformément aux engagements pris auprès de la Commission Européenne, Sutton Bridge était exploitée sous accords de gestion séparée et sous la direction d'un gestionnaire indépendant. Un droit sur la capacité virtuelle avait également été mis en place, selon lequel un tiers bénéficiait de la production de la centrale, de tous les avantages associés, mais aussi de tous les engagements afférents jusqu'à sa cession.

À l'issue du processus de cession mené en 2012, un accord de vente concernant Sutton Bridge a été signé le 12 décembre avec un consortium d'investisseurs mené par Macquarie. Dans le cadre de cette vente EDF Energy a entrepris le 29 janvier 2013 le rachat des obligations de Sutton Bridge Limited. Suite à l'approbation de l'acheteur par la Commission Européenne, la cession a été finalisée le 27 mars 2013 et le droit sur la capacité virtuelle a également pris fin.

6.3.1.7.5 Cadre juridique au Royaume-Uni

Réforme du marché de l'électricité et environnement de planification

À la suite de la consultation du Gouvernement sur la réforme du marché de l'électricité en mars 2011, le gouvernement britannique a publié un Livre blanc le 12 juillet 2011 définissant sa position sur la façon de procéder à la réforme du marché de l'électricité au Royaume-Uni. Tout en confirmant les dispositions en matière de prix plancher pour le carbone, annoncées dans le budget 2011 et introduites dans le cadre de la loi de finances 2011, le Livre blanc a accordé la priorité aux trois autres éléments faisant partie du programme de réforme : un tarif de rachat assorti de *Contracts for Difference* (CfD), un mécanisme de réserve des capacités et une norme de performances d'émissions (*Emissions Performance Standard* – « EPS »).

Le « tarif de soutien du prix du carbone » sur lequel repose le prix plancher du carbone est toujours fixé deux ans à l'avance, et des tarifs indicatifs sont publiés pour deux années supplémentaires. Le tarif de soutien du prix du carbone pour 2014 et 2015 a donc été déterminé lors du budget 2012, le 21 mars 2012, de même que les tarifs indicatifs pour 2015-2016 et 2016-2017.

Le 22 mai 2012, le Gouvernement a publié son projet de loi sur l'énergie comprenant les dispositions nécessaires à la mise en œuvre de son programme de réforme du marché de l'électricité. Ce projet de loi a été soumis à un examen prélegislatif par la Commission pour l'énergie et le changement climatique (*Energy and Climate Change Select Committee*). Après avoir examiné les témoignages des parties prenantes et organisé des entretiens, la Commission a publié un rapport présentant ses conclusions le 23 juillet 2012. Ce rapport comprenait plusieurs recommandations destinées au gouvernement et susceptibles, selon la Commission, de contribuer à la formulation d'une loi solide et efficace.

Le Gouvernement a consulté le rapport de la Commission et, après des négociations actives avec les parties prenantes, le projet de loi sur l'énergie a été présenté à la Chambre des communes le 29 novembre 2012 par le Secrétaire d'État à l'énergie et au changement climatique. Le projet de loi vise à définir un cadre législatif pour un approvisionnement en énergie qui soit à la fois sûr, abordable et à faible émission de carbone. Les propositions de réforme du marché de l'électricité dominent le projet de loi et reprennent des dispositions relatives aux propositions du Livre Blanc du Gouvernement, à savoir :

- *Contracts for Difference* : contrats à long terme entre une contrepartie et des producteurs éligibles, financés par les contributions de fournisseurs d'électricité agréés, visant à créer des incitations stables et prévisibles pour que les entreprises investissent dans la génération d'électricité à faible émission de carbone ;
- contrats d'investissement : contrats à long terme comparables aux CfD, permettant un investissement avant même l'entrée en vigueur du régime des CfD ;
- marché des capacités : pour garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique ;
- norme de performances d'émissions : pour limiter les émissions de CO₂ des nouvelles centrales électriques à combustible fossile.

Le Gouvernement a également identifié deux domaines qui devraient nécessiter de nouvelles mesures et a proposé des pouvoirs d'intervention au sein du projet de loi sur l'énergie :

- premièrement, s'il reconnaît l'amélioration de la liquidité à court terme, le Gouvernement pense qu'il pourrait être nécessaire d'introduire une réglementation pour promouvoir la liquidité en général ;
- deuxièmement, le projet de loi donne au Secrétaire d'État le pouvoir d'introduire des changements pour promouvoir la disponibilité de contrats d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreements* – « PPA »).

Ce projet de loi apportera la stabilité juridique nécessaire pour la mise en place de CfD solides et durables, avec une contrepartie unique sous contrôle de l'État pour assurer l'intérêt durable des clients, ainsi que des garanties à long terme pour les investisseurs. La confirmation de la mise en place d'un mécanisme de gestion des capacités, avec une première enchère prévue en 2014, devrait favoriser la sûreté de l'approvisionnement. EDF Energy examine les détails du projet de loi et continue à travailler avec le gouvernement britannique et autres parties prenantes afin que les réformes adoptées soient au plus près de l'intérêt des clients.

À la suite du processus normal d'examen parlementaire, le projet de réforme du marché de l'électricité du gouvernement table sur une approbation du projet de loi sur l'énergie par le Parlement vers la fin 2013.

6.3.2 Italie

6.3.2.1 Stratégie du groupe EDF en Italie

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, et le marché de l'électricité, quatrième marché européen, est un marché connexe au marché français, qui jusqu'à présent bénéficie structurellement d'un niveau moyen de prix élevés.

L'Italie a été, de longue date, un marché cible pour EDF, notamment avec les contrats de long terme avec ENEL, le développement commercial et les services énergétiques avec la prise de contrôle de Fenice en 2001.

Toujours en 2001, EDF est entré indirectement au capital d'Edison. En 2005, EDF et Delmi, dont l'actionnaire majoritaire était AEM Milano SpA, régie électrique de la région de Milan, décidaient de prendre le contrôle conjoint d'Edison.

Le 24 mai 2012, EDF a pris le contrôle exclusif d'Edison via le rachat de la participation de Delmi dans TDE (la holding de contrôle) pour un montant de 784 millions d'euros. EDF a vu ainsi sa participation dans Edison passer

d'environ 50 % à 80,6 % et a obtenu le contrôle exclusif d'Edison avec la fin du pacte d'actionnaires avec Delmi. Dans le même temps, Delmi a réalisé l'acquisition de la participation de 50 % d'Edison dans Edipower pour un montant de 684 millions d'euros.

EDF a lancé une offre publique obligatoire sur le solde des actions ordinaires non détenues par EDF, soit 19,36 %, à un prix de 0,89 euro par action : depuis le 6 septembre 2012, à l'issue de l'offre publique obligatoire, EDF détient 99,48 % des actions ordinaires d'Edison.

Suite au résultat de l'offre, la bourse italienne a décidé la radiation de la cotation des actions ordinaires Edison à compter du 11 septembre 2012.

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 son parc de production électrique et développer son portefeuille clients et ses activités gazières.

La prise de contrôle d'Edison permet à EDF de se doter d'un acteur majeur dans l'électricité en Italie et d'une véritable plateforme gazière internationale. EDF entend doter Edison de nouvelles perspectives, avec :

- le développement dans l'exploration-production (pétrole et gaz) grâce aux compétences reconnues d'Edison ;
- le développement des infrastructures gaz : terminal GNL (Rovigo) et projets de gazoducs d'importation (ITGI/IGB, Galsi) complémentaires aux projets du Groupe (*South Stream*, terminal méthanier de Dunkerque) avec l'objectif de constituer à partir de l'Italie un potentiel hub gazier pour l'Europe ;

- le développement international dans le bassin méditerranéen (Balkans, Grèce, Turquie, Égypte...) et la région de la mer Caspienne, notamment grâce à l'expertise de l'ingénierie d'Edison sur les filières de la production thermique à flamme et de l'hydraulique.

6.3.2.2 Présentation de l'activité du Groupe en Italie

Le groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation de 97,405 % du capital au 31 décembre 2012 dans Edison, qui reste un acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz.

Les actions d'épargne restent cotées sur la bourse italienne¹.

Par ailleurs, le groupe EDF détient en Italie les principales filiales et participations suivantes au 31 décembre 2012 :

- EDF Fenice : le Groupe détient 100 % du capital de la société EDF Fenice, spécialisée dans les services environnementaux et l'efficacité énergétiques. EDF Fenice, dont le siège est à Turin, a une présence internationale avec des filiales en Espagne, en Pologne et en Russie. Ses activités principales sont la production d'électricité ou de chaleur (à base de gaz, de charbon, d'hydraulique, de biomasse ou de déchets), la conduite et la maintenance d'actifs énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides et l'ingénierie environnementale (voir section 6.3.2.6 (« Efficacité énergétique en Italie »)) ;
- les groupes Dalkia et EDF Énergies Nouvelles détiennent également des filiales et participations en Italie.

Capacité installée et production 2012 du groupe EDF sur le segment Italie

Électricité

Capacité installée 2012 en MW	Edison ⁽¹⁾	EDF Fenice	Total	%
Thermique à flamme	5 818	501	6 319	77
Hydraulique	1 358	3	1 361	17
Autres renouvelables ⁽²⁾	490	-	490	6
TOTAL	7 666	504	8 170	100

Production 2012 en GWh	Edison ⁽¹⁾	EDF Fenice	Total	%
Thermique à flamme	19 550	1 162	20 711	81
Hydraulique	3 881	4	3 885	15
Autres renouvelables ⁽²⁾	924	-	924	4
TOTAL	24 355	1 166	25 521	100

(1) Données consolidées à 100 % sur l'ensemble de l'année du groupe Edison (hors Edipower).

(2) Hors données EDF Énergies Nouvelles en Italie, soit 445 MW et 623 GWh.

En 2012, la production électrique nette du groupe EDF en Italie s'est élevée à 25,5 TWh, ce qui représente environ 9% de la production nette italienne d'électricité, et l'activité de gaz en Italie a porté sur 15,8 Gm³, soit 21,3 % de la demande italienne de gaz (15,2 Gm³ et 19,6 % en 2011).

Gaz et hydrocarbures

Production d'hydrocarbures (Mm³)

	2012
Gaz en Italie	611
Gaz à l'étranger	1 906
Huile en Italie	1 809
Huile à l'étranger	1 738

Les activités de production d'hydrocarbures du Groupe à travers Edison en Italie et à l'étranger ont augmenté par rapport à 2011, atteignant un niveau de 2,5 milliards de mètres cubes pour la production de gaz et de 3,5 pour la production d'huile.

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.

6.3.2.3 Production électrique

La capacité de production installée du groupe Edison s'élevait au 31 décembre 2012 à 7,7 GW pour une production nette d'électricité de 24,4 TWh sur l'année 2012. Par rapport à 2011, la puissance installée a diminué de 3,8 GW et la production de 8,8 TWh, notamment à la suite de la cession d'Edipower. Le parc de production actuel d'Edison est composé de 47 centrales hydroélectriques, 22 centrales thermiques, 32 parcs éoliens, 9 centrales photovoltaïques et 1 centrale à biomasse. Le mix de la production d'électricité est équilibré entre le gaz à cycle combiné (« CCG »), l'hydraulique, l'éolien et le solaire.

Sur le plan international, Edison a une présence bien établie en Grèce, où il est le deuxième opérateur d'électricité du pays au travers d'ElpEdison, une joint-venture à 50 % avec Hellenic Petroleum.

Elpedison détient une CCG de 390 MW à Thessalonique et une centrale de 422 MW à Thisvi, construite par Edison.

Au Brésil, Ibiritermo, filiale à 50 % d'Edison, opère une CCG de 226 MW.

Hydraulique

Edison exploite environ 1 339 MW d'installation hydraulique de grande taille (dont 125 MW en Suisse), 20 MW de mini-centrales hydroélectriques (au total Edison dispose de 47 centrales hydroélectriques). L'hydraulique représente environ 17 % de l'énergie électrique produite par Edison.

Edison poursuit la rénovation de son parc actuel et envisage de se développer en augmentant la capacité installée par le développement de mini-centrales hydroélectriques : en particulier, trois mini-centrales hydrauliques d'environ 20 MW ont été récemment acquises.

Autres ENR

Edison, au travers de la société EDENS (filiale à 100 % d'Edison) est présente sur le marché des énergies renouvelables avec une capacité installée de 13 MW en photovoltaïque et de 471 MW en éolien.

EDF Énergies Nouvelles, présente en Italie, a augmenté ses capacités de production au cours de l'année, totalisant, au 31 décembre 2012, 525 MW bruts d'éolien, soit 343 MW nets, et 123 MW bruts en photovoltaïque, soit 102 MW nets (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

La société EDF ENR Solare, spécialisée dans les offres d'installations photovoltaïques en toiture, a été vendue en octobre 2012 à l'actionnaire minoritaire qui disposait auparavant de 35 % du capital de la société.

6.3.2.4 Activités d'Edison dans le secteur des hydrocarbures

Avec la prise de contrôle d'Edison, le groupe EDF peut bénéficier, pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne de valeur allant de l'exploration-production à la commercialisation directe de gaz naturel.

Le portefeuille italien d'approvisionnement gaz d'Edison s'appuie sur des contrats de long terme et se compose pour 2012 d'environ 15,6 milliards de mètres cubes achetés (dont environ 12,3 Gm³ via gazoduc et GNL) et plus de 0,6 milliard de mètres cubes de production propre en Italie. Les variations de stocks et les pertes réseau représentent 0,4 milliard de mètres cubes.

En 2012, en Italie, Edison a destiné 1,7 milliard de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,3 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel et 8,8 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique, ce dernier montant incluant les besoins propres d'Edison.

En 2011, en raison de la situation difficile du marché du gaz, Edison, comme tous les acteurs du secteur, a demandé dès 2010 à ses fournisseurs des ajustements de ses conditions contractuelles.

Edison a obtenu le 11 septembre 2012 un arbitrage favorable sur la révision d'un contrat de fourniture de gaz naturel liquéfié du Qatar. Cette décision, rendue par la Cour d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale

(« CCI »), a eu un impact positif de 438 millions d'euros sur l'EBITDA 2012. Le recours avec Rasgas avait été initié en mars 2011, alors que la renégociation avait été engagée dès octobre 2010.

Par ailleurs, le Tribunal arbitral de la Chambre de commerce internationale a rendu le 1^{er} octobre 2012 un autre arbitrage favorable à Edison sur la révision du contrat d'approvisionnement avec Eni en gaz libyen de 4 milliards de mètres cubes par an. Cette décision a un impact positif de 242 millions d'euros sur l'EBITDA d'Edison en 2012.

En exploration-production (E&P), au 31 décembre 2012, Edison dispose de 58 concessions et permis d'exploration en Italie et 37 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 de gaz d'Aboukir en Égypte, dont les droits d'exploration, de production et de développement ont été acquis début 2009 pour une durée initiale de 20 ans, prolongeable de 10 ans. Ce gisement a produit en 2012 1,5 milliard de mètres cubes de gaz naturel et 1,7 million de barils de pétrole et condensats.

Edison poursuit son activité d'exploration en Italie et à l'étranger, notamment en mer de Norvège où plusieurs découvertes d'hydrocarbures ont été réalisées au début du deuxième trimestre 2012. Le 16 avril 2012, une découverte significative de réserves de pétrole léger (réserves récupérables estimées à 160 millions de barils) a été effectuée sur le bloc PL418 du champ de Skarfjell où Edison détient 15 %. Fin avril 2012, les puits d'exploration forés sur le bloc PL435 (Zidane 2) ont confirmé la présence de réserves de gaz estimées à 18 milliards de mètres cubes pour les champs Zidane 1 et 2.

Les Infrastructures gaz

Edison détient une participation de 7,3 % dans la société Adriatic LNG Terminal qui gère le terminal *off-shore* de regazéification de Rovigo (8 Gm³/an). Ce terminal est alimenté à partir de gaz qatari. Les autres actionnaires sont ExxonMobil Italiana Gas (70,7 %) et Qatar Terminal Company Limited (22 %).

Edison, selon les termes du contrat signé avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II), dispose de 80 % de la capacité du terminal, soit 6,4 Gm³/an.

Edison participe à deux projets d'infrastructures d'importation de gaz : GALS (Edison participe à hauteur de 20,8 %), gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne (capacité annuelle de 8 Gm³) et ITGI, Interconnexion Turquie-Grèce-Italie (capacité annuelle de 10 Gm³), gazoduc destiné à permettre le transit de gaz provenant notamment des pays de la mer Caspienne via la Turquie, la Grèce et l'Italie. Un second volet dit IGB (Interconnexion Grèce-Bulgarie) relierait la Grèce et la Bulgarie.

6.3.2.5 Structure des ventes et commercialisation

Edison a vendu, en 2012, 51,1 TWh d'électricité en Italie (- 29,2 % par rapport à 2011), dont 22,5 TWh produits et 28,6 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finals se sont établies à 18,1 TWh, en baisse de 23 % par rapport à 2011. Edison dessert environ 870 000 clients électricité à fin 2012 et environ 584 000 clients gaz, tant sur le segment de la clientèle des professionnels que sur celui de la clientèle résidentielle.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison a engagé, depuis fin 2008, et ambitionne de continuer dans les années à venir, un développement significatif des ventes d'électricité et gaz aux particuliers et sur le segment des petites et moyennes entreprises. Le développement d'un portefeuille de clients finaux s'inscrit dans la stratégie du Groupe de favoriser l'équilibre amont/aval de ses positions.

6.3.2.6 Efficacité énergétique en Italie

Le Groupe intervient principalement via la société EDF 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...).

EDF Fenice

EDF Fenice, détenue à 100 % par EDF (à travers WGRM 4), 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. À compter de 2006, EDF Fenice a entamé une politique de diversification de sa clientèle avec 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). À partir de 2009, l'implantation de EDF Fenice en Russie renforce son développement international. EDF Fenice s'oriente désormais vers le développement de projet d'efficacité énergétique et les contrats de performance.

En 2012, EDF Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 481 millions d'euros.

En termes d'actifs énergétiques, EDF Fenice détient au total au 31 décembre 2012 des capacités de production d'électricité à hauteur de 504 MW et de production de chaleur à hauteur de 3 265 MWth. EDF Fenice possède 50 sites de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude), d'électricité et d'air comprimé.

Italie

Les contrats avec le Groupe Fiat constituent encore aujourd'hui une part prépondérante de l'activité de EDF 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 décembre 2012, Fiat et EDF Fenice ont renouvelé leurs accords relatifs à la fourniture de services énergétiques et environnementaux pour les sites espagnols et italiens de Fiat Auto et Fiat Industrial pour une durée de cinq années. Le nouveau modèle de contrat diffère du précédent en ce qu'il concentre l'effort conjoint des parties sur le développement de l'efficacité énergétique et la réduction des coûts.

Espagne

EDF Fenice est présent en Espagne depuis 2001 au travers de sa filiale, détenue à 100 %, EDF Fenice Instalaciones Iberica. Cette société propose aux entreprises industrielles et du secteur tertiaire des solutions technico-économiques dans le domaine de l'efficacité énergétique. EDF Fenice Instalaciones Iberica compte aujourd'hui 190 salariés et opère 200 MW de production. En 2012, EDF Fenice Instalaciones Iberica a consolidé sa position sur le marché avec l'acquisition de 82 % du capital de VAG SL (Valoritzacions Agroramaderes les Garrigues), centrale de cogénération située en Catalogne avec une capacité installée de 16,4 MW, et poursuivi son développement avec l'intégration d'une nouvelle activité d'Ingénierie & Construction d'installations énergétiques clés en main.

Pologne

EDF Fenice possède une filiale polonaise détenue à 100 %, EDF Fenice Poland S.p.z.o.o. Cette société intervient 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. Elle assure également différents services énergétiques et environnementaux associés (chaud ou froid, air comprimé, gaz industriels, traitement des déchets et effluents liquides). EDF Fenice Poland a initié une diversification hors Fiat en gagnant plusieurs nouveaux clients, et développe aujourd'hui un partenariat dans les services avec EDF Polska.

Russie

EDF Fenice détient également à 100 % une filiale en Russie, Fenice Rus, créée en novembre 2009, dont le but est de commercialiser des services d'efficacité énergétiques aux industriels. Depuis sa création, Fenice Rus a signé avec Avtovaz, principal constructeur automobile russe, sept contrats et finalisé la phase de construction de trois d'entre eux qui sont maintenant pleinement opérationnels. Ces projets sont devenus une référence pour les clients et les pouvoirs publics et présentent l'avantage d'être reproductibles sur d'autres sites et dans différents secteurs d'activité. Dans le contexte d'une demande croissante, Fenice profite d'une excellente réputation et des perspectives de développement extrêmement favorables.

Le partenariat (50/50) existant entre Fenice et Inter RAO au sein de la société commune InterEnergEffect doit évoluer pour profiter des synergies et saisir les opportunités existantes sur le marché russe. En 2012, les partenaires se sont mis d'accord sur la fusion de Fenice Rus avec InterEnergEffect. La participation résultante d'Inter RAO dans la nouvelle société sera symbolique (< 1 %), mais un principe de développement en commun sera établi.

6.3.2.7 Activités régulées en Italie

Transport et Stockage gaz

Edison possède à 100 % Edison Stocaggio, société dédiée au stockage et au transport de gaz.

Par ailleurs, la société propose des services de stockage à travers les concessions de Cellino et Collalto, situées respectivement dans les Abruzzes et en Vénétie.

Elle compte augmenter sa capacité de stockage en Italie, grâce au développement de nouvelles concessions dont notamment celles de San Potito-Cotignola.

En plus d'effectuer le transport pour d'autres opérateurs, Edison Stocaggio gère le gazoduc Cavarzere Minerbio, qui permet l'introduction dans le réseau national de près de 8 milliards de mètres cubes de gaz.

Distribution

La distribution de gaz en Italie est une activité soumise à la réglementation et au contrôle de l'Autorité de l'électricité et du gaz (AEEG), qui établit notamment les paramètres de qualité et de sécurité et les règles d'accès aux réseaux.

Edison DG (Distribuzione Gas) est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison.

Edison DG distribue chaque année environ 300 millions de mètres cubes de gaz naturel à 145 000 utilisateurs dans le nord et le centre de l'Italie.

6.3.3 Autres International

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2012 du groupe EDF du segment ¹ :

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	2 862	27	20 553	38
Thermique à flamme	7 590	70	31 347	58
Hydraulique	81	1	308	1
Autres renouvelables ⁽²⁾	231	2	1 867	3
TOTAL	10 764	100	54 075	100

(1) Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé des entités.

(2) Hors données EDF Energies Nouvelles sur le segment « Autres International », soit 2 974 et 6 268 GWh.

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 EDF Rybnik (ex-Ersa ¹) dans la région de Rybnik, qui dispose d'une capacité installée de 1 775 MW. EDF Rybnik détient 100 % d'EDF Energia (ex-Everen), société de commercialisation de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne ;
- le Groupe contrôle le cogénérateur EDF Wybrzeze (ex-EC Wybrzeze ²) de la région de Gdansk. EDF Wybrzeze dispose d'une capacité installée de 333 MW et de 1 199 MWth ;
- le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie, EDF Krakow (ex-EC Krakow ³) qui dispose d'une capacité installée de 460 MW et de 1 118 MWth ;
- 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 EDF Paliwa (ex Energokrak), détenue par EDF Rybnik, EDF Krakow, EDF 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. L'investissement dans des installations de dépollution (désulfuration et dénitrification) a fait l'objet d'une décision en 2012.

En septembre 2012, EDF-EN (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) a annoncé l'acquisition en Pologne d'une société de projets de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable, notamment éolienne.

En novembre 2009, EDF et Polska Grupa Energetyczna (PGE, premier électricien polonais, coté à la Bourse de Varsovie) ont signé un accord pour réaliser des études de préféabilité pour le développement et la construction de réacteurs nucléaires en Pologne. Les conclusions de ces études confirmeront l'intérêt du nucléaire dans le mix énergétique polonais. À l'invitation de PGE, EDF et AREVA étudient la perspective de proposer une offre liée en réponse à l'éventuel appel à candidature de PGE.

Les transactions sur l'acquisition par EDF des parts d'EnBW en Pologne ont été finalisées le 16 février 2012. Elles ont porté sur l'acquisition (indirecte) par EDF International de 32,45 % des titres dans EDF Rybnik, 15,59 % des titres dans le cogénérateur Kogeneracja et 25 % des parts dans le centre de service partagé EDF Polska CUW.

Le groupe EDF a suspendu le 18 décembre 2012 le projet de centrale à charbon supercritique de 900 MW envisagé en Pologne. La reprise du projet est soumise à la réalisation d'un certain nombre de conditions, comme l'obtention de permis d'émissions de CO₂ qui étaient anticipés au lancement du projet et l'évolution de la réglementation sur la co-combustion de charbon et de biomasse.

6.3.3.1.1.2 Hongrie

En Hongrie, le Groupe est présent dans la production de chaleur et d'électricité au travers de sa filiale Budapesti Erőmu Zrt (« BE ZRT ») et dans la commercialisation et la distribution d'électricité et de gaz au travers de EDF Démász Zrt.

En 2012, la poursuite du ralentissement de l'activité économique mondiale et la défiance de plus en plus grande des marchés vis-à-vis de la Hongrie en raison du caractère imprévisible des politiques nationales menées ont précipité une économie fragile et lourdement endettée vers la récession. Les sociétés étrangères et tout particulièrement celles du secteur énergétique sont particulièrement mises à contribution par le nouveau train de mesures décrété par le gouvernement hongrois.

BE ZRT

Le Groupe détient, au 31 décembre 2012, 95,6 % de BE Zrt, société de production d'électricité et de chaleur. Implantée à Budapest et disposant d'une puissance installée nette de 405 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 Művek 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

1. Au 31 décembre 2012, EDF détenait une participation indirecte de 97,3 % dans le capital d'EDF Rybnik.

2. Au 31 décembre 2012, EDF détient une participation indirecte de 99,8 % dans le capital d'EDF Wybrzeze.

3. Au 31 décembre 2012, EDF détient une participation indirecte de 94,31 % dans le capital d'EDF Krakow.

4. Au 31 décembre 2012, EDF détient dans Kogeneracja une participation de 49 %. La société est cotée à la bourse de Varsovie.

européenne en eût exigé la résiliation, estimant qu'ils constituaient des aides d'État contraires au droit de la concurrence.

BE ZRT a pu néanmoins vendre à partir du 1^{er} janvier 2009 sa production d'électricité pour partie au travers d'un contrat commercial de huit ans et pour partie au travers d'un mécanisme régulé de support à la cogénération auquel le gouvernement hongrois a mis fin prématurément le 1^{er} juillet 2011.

Par ailleurs, le gouvernement a décidé à partir d'octobre 2011 de fixer par décret les prix de la chaleur, jusque-là régis par un contrat commercial. Confrontée à une situation critique du fait de tarifs très défavorables, la société a réussi à obtenir du régulateur des conditions de rémunération acceptables pour la saison de chauffe 2011-2012. Le nouveau décret chaleur paru en fin d'année 2012 continue à afficher des prix chaleur convenables mais introduit des dispositions de contrôle a posteriori et de limitation drastique de la rentabilité de la société pour l'année 2013.

La résiliation forcée des contrats de vente d'électricité à long terme ayant entraîné un dommage important pour son actionnaire, 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 (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »)). Le préjudice lié aux prix de la chaleur en 2011 a été introduit dans ce mémoire à titre conservatoire. Une sentence arbitrale devrait être prononcée fin 2014.

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 la loi de 2007 sur l'électricité). Depuis le 31 décembre 2009, la société commercialise de l'électricité et plus récemment 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 2012, EDF Démász ZRt a commercialisé 3 160 GWh auprès d'environ 770 000 clients, dont 1 500 GWh sur le marché libre.

En matière de distribution, la société EDF Démász Hálózati Elosztó Kft, filiale à 100 % d'EDF Démász ZRt, opère depuis le 1^{er} janvier 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités réseau et de production/fourniture. Elle détient les actifs de réseaux (près de 32 000 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). En 2012, elle a distribué 4 TWh auprès de 775 066 points de livraison. L'introduction en janvier 2013 d'une nouvelle taxe assise sur les réseaux (0,44 €/m) va peser lourdement sur les résultats de la société.

EDF Démász a mis en service fin 2011 une centrale de 1,2 MW fonctionnant à partir de biogaz issu de lisier de porc. Le groupe EDF Démász cherche à conforter sa position et étudie des projets de développement de capacités de production.

6.3.3.1.3 Slovaquie

Le Groupe est présent en Slovaquie depuis 2002 au travers d'une participation de 49 % dans le capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská Energetika a.s. (« SSE ») aux côtés du Fond national de propriété slovaque.

En 2012, la situation macroéconomique de la Slovaquie a été satisfaisante pour la troisième année consécutive¹.

SSE est implantée au centre de la Slovaquie dans la province de Zilina et dessert environ le tiers de la superficie du pays. Pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités réseau, les activités régulées de distribution de SSE ont été transférées depuis le 1^{er} juillet 2007 à sa

filiale à 100 % Stredoslovenská Energetika-Distribúcia a.s. (« SSE-D »). Au 31 décembre 2012, SSE-D compte près de 33 400 km de lignes haute, moyenne et basse tension et dessert 722 000 points de livraison.

En 2012, SSE a fourni 4 852 GWh à environ 630 000 clients² et a démarré une activité de commercialisation de gaz. SSE détient quelques petits actifs de production, des centrales solaires d'une capacité de 10 MWe², trois petites centrales hydrauliques d'une capacité de 3 MW² ainsi qu'une turbine à gaz de 50 MW² dédiée à la vente de services système à l'opérateur du réseau de transport SEPS.

SSE cherche à conforter sa position amont sur les marchés slovaque et tchèque et étudie des projets de production électrique notamment à partir d'énergies renouvelables – petite 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 EDF Fenice et de sa filiale russe Fenice Rus, ainsi que dans le domaine de la distribution d'électricité, au travers d'ERDF-I et de sa filiale russe ERDF Vostok, toutes deux détenues à 100 %.

Fenice Rus a été créée en novembre 2009 dans le but de commercialiser des services énergétiques aux industriels, notamment dans le domaine de l'efficacité énergétique. EDF Fenice détient également 50 % de la société InterEnergioEffect, joint-venture constituée avec la société russe Inter RAO (voir section 6.3.2.6 (« Efficacité énergétique en Italie »)).

ERDF Vostok a été créée en janvier 2012 pour porter l'activité opérationnelle d'ERDF-I en Russie. 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. Le 28 février 2012, ERDF Vostok et MRSK Holding ont signé un accord de gestion déléguée qui confie la direction générale de TRK à ERDF Vostok. À l'occasion du Forum international économique de Saint-Petersbourg, le 21 juin 2012, une convention de coopération tripartite entre l'université polytechnique de Tomsk, Holding MRSK et ERDF a été signée. Cet accord encadre la coopération dans les domaines de la recherche et de la formation.

En outre, en Russie, le Groupe poursuit sa collaboration avec les grands acteurs du secteur électrique : Rosatom, Inter RAO, RusHydro et Gazprom.

Avec Rosatom, un accord de coopération, signé en 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.

La coopération avec Inter RAO, qui a donné lieu à la signature d'un *Memorandum of Understanding* le 17 juin 2011, se poursuit dans plusieurs domaines : l'efficacité énergétique, l'optimisation d'actifs de production ou de distribution, la commercialisation et les projets en pays tiers.

À l'occasion du Forum international économique de Saint-Petersbourg en juin 2012, EDF et Gazprom ont également signé un accord de coopération sur la production d'électricité à partir de gaz en Europe. Enfin, aux côtés de Gazprom, EDF participe au développement de la partie sous-marine du projet « South Stream » dans lequel ENI et Wintershall ont aussi des parts (voir section 6.4.2.2.2 (« Infrastructures »)).

6.3.3.1.3 Benelux

Le Benelux est une zone qui comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande, et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont à l'étude. Le Benelux constitue également un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le hub de Zeebrugge et le terminal méthanier en construction de Dunkerque à

1. Source : Coface.

2. Données à 100 %.

proximité. Le groupe EDF est présent en Belgique via ses deux filiales EDF Belgium (qui détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1) et EDF Luminus (deuxième acteur sur le marché belge, avec un portefeuille amont/aval équilibré). Aux Pays-Bas, EDF est présent depuis 2009 avec une centrale à gaz type cycle combiné.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 %, en copropriété indivise, de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge, 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.

En 2012, EDF Belgium a vu baisser la production d'énergie nucléaire produite par la centrale Tihange 1, à la suite d'un arrêt fortuit lié à un court-circuit survenu sur l'alternateur de Tihange 1 début février. Après une période de fonctionnement à 50 %, la centrale a repris son fonctionnement à plein temps en juin.

Dans le cadre d'un plan d'équipement de la Belgique, présenté en juillet 2012, le gouvernement belge confirme à la fois la sortie graduelle du nucléaire (comme prévu par la loi de 2003) et la prolongation de la durée d'exploitation de la centrale de Tihange 1 de 10 ans, sous des conditions encore à déterminer.

EDF Luminus en Belgique à fin 2012

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire (hors 100 MW de droits de tirage sur Chooz B)	419	21	2 548	48
Thermique à flamme	1 429	70	2 297	43
Hydraulique	73	3	288	5
Autres renouvelables	117	6	225	4
TOTAL	2 038	100	5 358	100

EDF Luminus est propriétaire de 10,2 % (419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service en 1983) et de Doel 3 et 4 (mise en service en 1995), qui ont une durée de vie de 40 ans. Par ailleurs, EDF Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

En 2012, EDF Luminus a vu baisser sa production d'énergie nucléaire, suite à l'arrêt fortuit des deux tranches nucléaires Doel 3 et Tihange 2. Une analyse sur la sécurité d'exploitation à la suite de la découverte de microcavités dans l'acier des deux réacteurs est en cours et un arrêt définitif ne peut pas être exclu.

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 trois centrales thermiques de pointe, à Monsin, Ham et Angleur. La centrale d'Angleur a été inaugurée et représente une puissance de 128 MW qui atteint sa puissance maximale en 9 minutes. Ces centrales sont importantes pour 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. Il est à noter que la centrale de Ringvaart a atteint un record de plus de 5 000 jours sans accident en 2012.

EDF Luminus

EDF, via sa filiale EDF Belgium, détient 63,5 % de la société EDF Luminus. L'identité belge de la société a été préservée, conformément aux souhaits d'EDF. Grâce à la présence à hauteur de 36,5 % des actionnaires belges, représentant les différents équilibres régionaux du pays, cette position permet à EDF de contribuer au développement de la concurrence sur le marché belge. Pour renforcer son ancrage local, EDF et EDF Luminus ont signé une convention tripartite en partenariat avec la province de Liège et les communes de Liège et de Seraing le 13 juillet 2012 sur une collaboration en matière de mobilité électrique, d'efficacité énergétique, de solidarité, de formation et de R&D.

L'environnement réglementaire dans lequel EDF Luminus opère tant à l'amont qu'à l'aval a fortement évolué en 2012. Les éléments clés de cette évolution sont :

- l'introduction d'un tarif d'injection à partir du 1^{er} janvier 2012 ;
- le gel transitoire des prix indexés de l'électricité et du gaz à partir du 1^{er} avril 2012 ;
- une augmentation de la taxe nucléaire de 250 millions d'euros à 550 millions d'euros pour l'ensemble du secteur.

EDF Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. L'entreprise représente près de 12 % de la capacité au niveau national, avec 2 038 MW installés.

La production d'électricité d'EDF Luminus en 2012 a atteint 5 358 GWh. La société emploie environ 1 000 personnes.

EDF Luminus dispose de deux projets en cours de développement de nouvelles centrales thermiques à gaz : Navagne (en Wallonie) et Nest-Energie (en Flandre), disposant chacune d'une puissance installée potentielle de 890 MW.

EDF Luminus a engagé une procédure de cession du projet Nest-Energie en octobre 2012, conformément aux engagements pris par EDF vis-à-vis de la Commission européenne lors de l'acquisition de Segebel (actionnaire majoritaire d'EDF Luminus, anciennement SPE) en 2009. Diverses procédures (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »)) visant une levée de cet engagement sont pendantes. En outre, EDF a adressé à la Commission une demande de levée de l'engagement relatif à Nest-Energie. EDF Luminus est présent dans les énergies renouvelables avec des éoliennes *on-shore* (réparties sur 22 sites en Wallonie et en Flandre). La société figure parmi les leaders de l'éolien en Belgique avec une puissance installée d'environ 117 MW, elle vise un parc éolien de 255 MW en 2015. En 2012, EDF Luminus a acquis des projets éoliens existants à Spy et Ciney pour une capacité de 20 MW et obtenu le permis de construction à Thuin pour une puissance de 38 MW.

Sous sa marque « Luminus », la société EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,7 million de clients particuliers et professionnels (points de livraison) en Belgique. Après sa présence en Flandre et Wallonie, l'entrée en 2012 sur le marché résidentiel bruxellois constitue une nouvelle opportunité pour EDF Luminus de renforcer sa présence en Belgique.

Pays-Bas

EDF et Delta disposent via une société commune, Sloe Centrale B.V., d'une centrale au gaz naturel de 870 MW¹ dans le sud-ouest des Pays-Bas, dont les deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009.

En 2011, EDF et Delta ont exploré la possibilité de développer une nouvelle centrale nucléaire à Borssele, dans la province de Zélande. Le 23 janvier 2012, Delta a annoncé sa décision de suspendre le projet pour quelques années, les conditions de développement de ce projet n'étant pas réunies.

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 de Châtelot (50 %) et de 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 d'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 de taille significative au cœur des échanges électriques européens, active dans la production, la vente et le négoce d'énergie ainsi que dans les services énergétiques. Alpiq représente plus d'un tiers de l'approvisionnement en électricité sur le territoire suisse.

Sur la base du chiffre d'affaires 2012, publié par Alpiq (12 710 millions de francs suisses), l'ensemble constitué par Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses (137 TWh vendus en 2012, 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 2012, Alpiq disposait d'une puissance totale installée de 6 441 MW et d'une production de 19 988 GWh (hors contrats à long terme), détaillées dans le tableau ci-dessous :

	Capacité installée ⁽¹⁾		Production ⁽¹⁾	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	775	12	5 751	29
Thermique à flamme	2 578	40	8 067	40
Hydraulique ⁽²⁾	2 804	44	5 696	28
Autres renouvelables	284	4	474	3
TOTAL	6 441	100	19 988	100

(1) Données à 100 %.

(2) Comprenant les petites centrales hydrauliques.

Dans le cadre de son programme de restructuration, Alpiq a vendu le 24 mai 2012 à Delmi sa participation de 20 % au capital de la société italienne Edipower pour 200 millions d'euros environ. De même, Alpiq a cédé le 7 septembre 2012 sa filiale allemande du secteur technique d'alimentation en énergie (« EVT ») pour un montant total de 305 millions d'euros, dividendes et réserves compris. Alpiq a conclu le 20 décembre un contrat portant sur la vente de 15 % dans le projet de centrale de pompage turbinage de Nant de Drance, dans lequel elle conserve 39 %. Alpiq a également conclu des accords portant sur la cession de ses participations dans Romande Énergie et Repower.

Par ailleurs, Alpiq a réduit ses activités de vente internationales, vendu la société finlandaise Energiakolmio, décidé de quitter le *retail* en Italie ainsi qu'en Espagne et décidé de cesser les activités de la centrale de Spreetal en Allemagne à la fin de l'année 2012. Alpiq prépare la cession des actifs étrangers dans le domaine des nouvelles énergies renouvelables.

Le conseil d'administration a nommé un nouveau *Chief Executive Officer* avec prise de fonction au 1^{er} janvier 2013 en remplacement du Président du conseil d'administration, qui exerçait cette fonction de CEO *ad interim*, ainsi qu'un nouveau *Chief Financial Officer* en octobre 2012, suite au départ en inactivité du précédent titulaire du poste.

En application de la loi sur l'approvisionnement en électricité (« LApEl »), Alpiq a transféré ses 1 800 km de ligne électrique à très haute tension à Swissgrid le 3 janvier 2013 et obtenu en contrepartie des actions de Swissgrid ainsi qu'une créance de plus de 400 millions de francs suisses dont le remboursement s'échelonne sur plusieurs années, avec un premier versement de 220 millions de francs suisses qui devrait être effectué au premier semestre 2013.

Toutefois, malgré l'ensemble des mesures prises et cessions réalisées, les conditions de marché restent difficiles, Alpiq clôture l'exercice 2012 avec un résultat négatif de 1 086 millions de francs suisses, compte tenu de nouvelles corrections de valeurs d'un montant de 1,4 milliard de francs suisses.

En conséquence, un renforcement du programme de restructuration et de réduction de coûts avec un objectif de plus de 100 millions de francs

suisse par année a été décidé. L'analyse de nouvelles cessions est en cours, notamment les centrales au lignite de Kladsno et Zlin, situées en République tchèque, et Alpiq se réorganise par métiers (production, commercialisation & négoce, services énergétiques).

D'autres mesures sont en cours d'analyse, portant notamment sur un renforcement du capital sous la forme d'une dette subordonnée.

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 Steveag-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 Espagne

Au 31 décembre 2012, le groupe EDF détient 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 local et de pétcoke. Outre le gaz naturel,

1. Données à 100 %.

cette installation permet d'utiliser du charbon et des coques 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 2012, Elcogas a produit 1 207 GWh¹, dont 993 GWh en mode GICC. Depuis 2010, l'installation de Puertollano comprend un pilote de captage de CO₂ et de production d'hydrogène. 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, capter 4,17 tonnes de dioxyde de carbone et produire entre 83 et 207,5 kilogrammes d'hydrogène à l'heure. 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 sur le marché espagnol au travers de sociétés espagnoles appartenant à des filiales : Fenice Instalaciones Iberica (voir section 6.3.2.6 (« Efficacité énergétique en Italie » – « EDF Fenice en Espagne »)), Dalkia España (voir section 6.4.1.3 (« Dalkia »)), SIF Energías Iberica et Fotosolar (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Energías Nouvelles »)). EDF Trading est active sur ce marché à partir de sa plate-forme de trading de Londres (voir section 6.2.1.3 (« Optimisation amont/aval – Trading »)).

6.3.3.2 Amérique du Nord

Le groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

6.3.3.2.1 Marchés nord-américains

6.3.3.2.1.1 États-Unis

Avec une production d'électricité totale de 4 106 TWh en 2011², les États-Unis constituent le plus grand marché énergétique au monde. D'après l'*Energy Information Administration* (« EIA »), la demande d'électricité devrait augmenter à un rythme annuel de 0,7 % par an entre 2010 et 2035³.

En 2011, le mix de production d'énergie des États-Unis était composé de 42 % de charbon, 25 % de gaz naturel, 19 % de nucléaire, 13 % d'énergies renouvelables et 1 % d'autres types d'énergie. Le gaz naturel et les énergies renouvelables (en particulier l'énergie éolienne) ont représenté la plus grosse part des nouvelles capacités mises en service en 2012.

Les défis à relever sont nombreux pour le secteur américain de l'électricité, qui doit effectuer d'importants investissements dans la production et le transport.

L'EIA estime que les besoins futurs attendus en électricité demanderont l'apport de 235 GW de capacité supplémentaire entre 2011 et 2035. Sur la même période, l'EIA prévoit un retrait de 88 GW de capacité, dont 49 GW pour le charbon. Le gaz naturel devrait représenter 60 % des ajouts de capacité contre 29 % pour les énergies renouvelables.

Parallèlement, l'Agence américaine de protection de l'environnement (« EPA ») devrait ainsi publier en 2013 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, initialement 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.

Les prix de l'électricité demeurent faibles en raison des prix bas du gaz naturel, qui résultent en particulier de la production de gaz de schiste et de la baisse de la demande d'électricité due au ralentissement de l'activité économique aux États-Unis. En mai 2012, le prix du gaz naturel Henry Hub a atteint son plus bas niveau depuis 1999. Selon l'EIA, les États-Unis devraient devenir un exportateur net de gaz naturel liquéfié en 2016 et un exportateur net de gaz naturel dans son ensemble en 2021.

6.3.3.2.1.2 Canada

En 2010, la production d'électricité du Canada s'élevait à 589 TWh. La majeure partie de l'électricité produite dans le pays (61 %) provient de centrales hydrauliques. Les réseaux électriques du Canada et des États-Unis sont fortement intégrés. Le marché de l'électricité canadien est organisé par provinces et relativement fragmenté.

Il s'agit d'un marché de taille réduite mais solide, où les politiques provinciales en matière d'émissions de carbone et d'énergies renouvelables jouent un rôle déterminant. 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 irrégulière du marché des États-Unis. En Ontario, les politiques énergétiques se sont trouvées renforcées par l'élection du Parti libéral aux élections provinciales. Au Québec, à la suite de son élection en septembre 2012, la première ministre du Québec a annoncé son intention de fermer l'unique centrale nucléaire de la province, Gentilly 2, exploitée par Hydro-Québec. Avant cette annonce, Hydro-Québec envisageait d'y effectuer d'importants travaux de réfection. Par contraste, en Ontario, le réacteur 1 du site de Bruce A a été connecté au réseau le 19 septembre 2012, après des opérations de réfection qui ont commencé en 1997.

6.3.3.2.1.3 Mexique

Au Mexique, le système d'électricité publique dispose d'une capacité installée de 62 GW en 2010, pour une production brute de 257,3 TWh. La plupart de la production d'électricité du Mexique provient de centrales thermiques. 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. Si le gaz naturel occupe une place de plus en plus importante dans le mix énergétique mexicain, le Mexique reste un importateur net de gaz naturel, en particulier en provenance des États-Unis.

Le principal acteur du marché est la Comisión federal de electricidad (Commission fédérale de l'électricité – « CFE »), une entreprise publique qui détient environ 75 % des capacités de production du pays.

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. Au premier semestre 2012, les parcs éoliens d'Oaxaca II, III et IV sont entrés en service. Ils ont été rejoints en fin d'année par les parcs d'Oaxaca I et de La Venta III. L'entrée en service de chaque parc correspond à l'ajout d'une capacité de production d'environ 100 MW.

6.3.3.2.2 Activités du groupe EDF en Amérique du Nord

Stratégie d'EDF aux États-Unis

Le 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'améliorer les performances financières.

À cet effet, en 2012, EDF a réorganisé ses fonctions centrales pour appuyer les lignes métiers et bénéficier de synergies et d'une meilleure coordination en Amérique du Nord.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- la production d'électricité d'origine nucléaire, par le biais de Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »), détenu à 49,99 %, qui exploite cinq réacteurs nucléaires aux États-Unis avec une capacité installée totale de 4,1 GW¹, et d'UniStar Nuclear Energy (« UNE »), société contrôlée à 100 % par EDF, qui travaille sur de nouveaux développements dans le nucléaire ;

1. Données à 100 %.

2. Source : US Energy Information Administration, *Monthly Energy Review*, novembre 2012.

3. Source : US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2012*, mise à jour juin 2012.

- les énergies renouvelables, notamment l'éolien et le solaire, principalement aux États-Unis (par le biais d'enXco, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles renommée « EDF Renewable Energy » le 20 août 2012 dans le cadre de l'intégration à 100 % dans le Groupe) et dans une moindre mesure, au Canada et au Mexique (par le biais d'EDF Énergies Nouvelles), où le Groupe dispose de 2,3 GW de capacité installée. EDF Renewable Energy gère par ailleurs 7 GW supplémentaires grâce à des contrats d'exploitation et maintenance (« O&M ») ;
- le trading et l'optimisation, à travers toute la chaîne de valeur, sur les marchés nord-américains de gaz et d'électricité dans le cadre d'EDF Trading North America.

Le groupe EDF dispose de plus de 4,3 GW¹ de capacité installée et gère en outre, pour le compte de tiers, plus de 33 GW de capacité installée dans le cadre des services d'exploitation et maintenance ou d'optimisation auprès des tiers.

Par ailleurs, UNE poursuit ses travaux en vue de l'obtention d'une *Construction and Operating License Application* (« COLA ») pour le projet d'un nouveau réacteur nucléaire sur le site de Calvert Cliffs 3 dans l'État du Maryland, à partir de la technologie EPR. UNE 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. En décembre 2009, UNE a suspendu sa demande de COLA pour le projet d'un nouveau réacteur nucléaire sur le site de Nine Mile Point 3 (État de New York). Par ailleurs, UNE fournit des prestations de service à Pennsylvania Power & Light (« PPL ») dans le cadre de sa COLA pour Bell Bend (État de Pennsylvanie) ; PPL exploite deux réacteurs nucléaires (Susquehanna 1 et 2, en Pennsylvanie).

EDF ne détient plus d'action Exelon. Le Groupe a annoncé le 11 janvier 2013 avoir cédé à fin 2012 sa participation de 1,6 % du capital d'Exelon Corporation pour un montant d'environ 470 millions de dollars, participation détenue à la suite de la fusion entre Constellation Energy Group (« CEG ») et Exelon.

6.3.3.2.2.1 Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le 6 novembre 2009, le groupe EDF et CEG ont créé CENG. Depuis la fusion entre Exelon et CEG, le groupe EDF et Exelon détiennent respectivement 49,99 % et 50,01 % de CENG. Au-delà de sa dimension financière, 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

La gouvernance de CENG est conjointement assurée par un conseil d'administration composé de dix membres, dont cinq sont nommés par le groupe EDF, et cinq autres, dont le président, par Exelon. La direction de CENG est conjointement assurée par Exelon 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 Exelon 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 Exelon 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 Exelon 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 placé sous le contrôle de l'autorité de sûreté nucléaire américaine, la *Nuclear Regulatory Commission* (« NRC »).

Capacité

CENG détient et exploite cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité. Les centrales, qui représentent une capacité totale de 4 140 MW, sont présentées dans le tableau ci-dessous. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, de l'unité 1 de Nine Mile Point et de R.E. Ginna a été prolongée de 40 à 60 ans. La durée de la licence de l'unité 2 de Nine Mile Point a été prolongée de 40 à 58 ans.

Réacteurs	Localisation	Capacité (en MW)	% de détention	Capacité détenue en propre (en MW)
Calvert Cliffs 1	Calvert County (Maryland)	889	100	889
Calvert Cliffs 2	Calvert County (Maryland)	864	100	864
Nine Mile Point 1	Scriba (New York)	613	100	613
Nine Mile Point 2 ⁽¹⁾	Scriba (New York)	1 197	82	982
R.E. Ginna	Ontario (New York)	577	100	577
TOTAL		4 140		3 925

(1) CENG détient 82 % de cette unité (soit 982 MW sur la totalité des 1 197 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'électricité produite par l'unité Nine Mile Point 2, en contrepartie du paiement à CENG de sa quote-part des coûts attachés à cette unité, et est responsable de 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.

1. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé des entités.

Production et performance technique

Les centrales de CENG ont produit 24,9 TWh d'électricité nucléaire au 31 octobre 2012.

(En TWh)	Production		Facteur de charge	
	2011	2012	2011	2012
Calvert Cliffs 1	7,6	6,1	100,9	77,9 %
Calvert Cliffs 2	6,8	7,5	91,7	99,2 %
Nine Mile Point 1	4,6	4,8	84,0	89,0 %
Nine Mile Point 2	7,8	6,9	95,4	79,2 %
R.E. Ginna	4,3	4,6	84,7	91,2 %

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 utilisé – 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 entre CENG et le DoE, CENG est tenu de verser au DoE une part d'un millième (0,001 dollar américain) par kilowattheure 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.

En juin 2012, la Cour d'Appel du district de Columbia, qui a été sollicitée par plusieurs États fédérés, a demandé au DoE de justifier la collecte de la taxe sur la production d'électricité d'origine nucléaire qui vise à abonder le *Nuclear Waste Fund*. En parallèle, la même Cour d'Appel a invalidé le 8 juin 2012 la *Waste Confidence Decision*.

Stockage du combustible nucléaire utilisé – 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 Ginna a été terminée en 2010.

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 fédérés 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 entre les différentes classes d'actifs.

6.3.3.2.2 EDF Trading en Amérique du Nord

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur les marchés nord-américains de l'électricité, du gaz, du charbon, du fret et des produits environnementaux ainsi que dans l'optimisation d'actifs. EDF Trading est l'un des plus grands 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 26 GW sous gestion. Il assure également la commercialisation d'environ 2 millions de mètres cubes de gaz par jour et dispose d'une capacité de stockage d'environ 1,3 million de mètres cubes. 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. En 2012, EDF Trading a renforcé ses capacités de production de gaz naturel avec l'acquisition de champs de production de gaz naturel au Texas. EDF Trading est enfin actif dans la commercialisation et le transport du pétrole brut. (voir section 6.4.1.1 (« EDF Trading »)).

Marchés nord-américains de l'électricité

En Amérique du Nord, EDF Trading est un acteur majeur 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. EDF Trading gère une capacité de production de plus de 26 GW. EDF Trading 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 points d'échange d'électricité en Amérique du Nord. EDF Trading assure également l'optimisation d'une partie de la production nucléaire d'EDF aux États-Unis.

En 2012, EDF Trading a renforcé sa présence en Amérique du Nord avec des opérations réalisées à 62 points d'échange, ce qui représente une augmentation d'environ 30 % par rapport à 2011. EDF Trading a augmenté le nombre de ses actifs de production sous contrat sur l'ensemble des marchés dérégulés aux États-Unis. EDF Trading a également signé ses premiers contrats de services de gestion d'énergie dans les États du Colorado, Maryland et Michigan et est un important prestataire de service de gestion d'énergie aux États-Unis dans les régions du centre ouest et des Rocheuses.

Marchés nord-américains des produits environnementaux

La société est très active sur le marché américain des produits environnementaux et s'appuie pour cela sur son expérience sur le marché européen. Aux États-Unis, son portefeuille inclut les certificats d'énergies renouvelables, le biogaz, les émissions et crédits de carbone et les dérivés climatiques. En 2012, EDF Trading a poursuivi sa collaboration avec EDF Renewable Energy dans le cadre de différentes opportunités de développement commercial liées aux énergies renouvelables. EDF Trading a également réalisé des opérations préparatoires en vue de la mise en place début 2013 du système d'échange de quotas d'émissions en Californie.

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 2012, EDF Trading a signé de nouveaux accords de fourniture aux États-Unis et créé une nouvelle activité de production gazière. EDF Trading a également élargi ses activités commerciales et industrielles sur les marchés nord-américains du gaz.

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 est un des premiers importateurs de charbon en Europe. La société dispose de contrats à long terme, de terminaux charbonniers, d'une flotte moderne de vraquiers, de capacités portuaires et ferroviaires et de capacités d'exportation à long terme. 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. EDF Trading est en mesure d'obtenir, stocker, mélanger, livrer et négocier le charbon et propose une gamme de services tout au long de la chaîne d'approvisionnement, depuis le port de chargement jusqu'aux portes de la centrale thermique.

Marchés nord-américains du pétrole brut

En 2012, EDF Trading a créé une nouvelle ligne d'activités liée à la logistique du pétrole brut qui vient compléter son portefeuille d'activités en Amérique du Nord. Cette nouvelle activité a débuté ses premières transactions commerciales dans cinq des plus grands états producteurs de pétrole brut aux États-Unis (Texas, Louisiane, Oklahoma, Dakota du Nord et Wyoming). En décembre 2012, EDF Trading a acheté et transporté du pétrole brut par camionnage et par *pipeline*. EDF Trading prévoit de développer cette activité en 2013.

6.3.3.2.2.3 EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord

EDF Énergies Nouvelles, au travers de ses filiales EDF Renewable Energy, EDF EN Canada et EDF EN Mexico, a poursuivi son développement en Amérique du Nord, mettant en service 1 035 MW de capacités éoliennes, photovoltaïques et biomasse. EDF Énergies Nouvelles, suite à son intégration

à 100% dans le Groupe, a fait évoluer la marque enXco en EDF Renewable Energy et la marque enXco Service Corporation en EDF Renewable Services.

Par ailleurs, EDF Énergies Nouvelles a continué sa politique dynamique d'optimisation de ses actifs en Amérique du Nord en procédant à la cession de certains de ses parcs pour un total de plus de 320 MW.

États-Unis

Le groupe est présent aux États-Unis à travers EDF Renewable Energy, filiale à 100 % d'EDF Énergies Nouvelles et producteur indépendant d'énergies renouvelables. EDF Énergies Nouvelles détient 1 860,7 MW bruts (soit 1 697,1 MW nets) de capacité installée éolienne, solaire et de biogaz aux États-Unis au 31 décembre 2012. En 2012, EDF Renewable Energy a mis en service les parcs éoliens suivants : Pacific Wind (140 MW), Shiloh IV (102,5 MW), Spearville 3 (100,8 MW), Bobcat Bluff (150 MW) et Spinning Spur (161 MW). Parallèlement, EDF Renewable Energy a réalisé les projets solaires suivants : Eastern Long Island Solar (12,82 MWC) et Pukana Solar (0,59 MWC).

Au titre de ses activités d'exploitation et de maintenance, EDF Renewable Services gère des turbines éoliennes et des panneaux solaires à titre d'exploitant principal et pour le compte de tiers pour une capacité totale de plus de 7 GW au 31 décembre 2012, dont 3 GW de nouvelles capacités gérées gagnées en 2012.

Canada

En 2008, EDF Énergies Nouvelles a remporté un appel d'offres lancé par Hydro-Québec pour la construction de cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 954 MW au Québec. Le parc de Saint-Robert Bellarmine (80 MW) a été mis en service en octobre 2012. Deux autres projets, Massif du Sud (150 MW) et Lac Alfred phase I (150 MW) ont été mis en service en décembre 2012. Le programme de réalisation s'échelonne jusqu'en 2015. La construction du parc éolien Lac Alfred phase 2 (150 MW) a débuté fin 2012.

Deux autres projets d'une capacité totale de 49,2 MW, élaborés à la suite d'un autre appel d'offres d'Hydro-Québec remporté en décembre 2010, sont également en cours de développement.

D'autre part, EDF EN Canada détient un parc de production solaire, Arnprior Solar Project, d'une capacité de production de 23,4 MW situé dans la province de l'Ontario.

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.

En 2012, la construction des projets éoliens de Bii Stinu (164 MW) et Santo Domingo (160 MW) a débuté.

À fin 2012, le Groupe dispose d'une capacité installée totale au Mexique de 89,5 MW.

6.3.3.3 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.

6.3.3.3.1 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 4,9 GW¹. Avec le projet de Taishan phase 1 (2 réacteurs de 1 750 MW chacun), 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 d'électricité et les énergies renouvelables dont l'éolien. Pour poursuivre son développement en Chine, EDF a pris la décision en 2012 d'établir une société *holding* en Chine. La *holding* devrait être en place courant 2013.

Activités dans la production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et de Taishan EPR phase 1

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 (CGNPC) pour la construction des deux tranches de la centrale de Ling Ao phase 1 (2 réacteurs de 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 Management 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 est aussi intervenu en assistance à la filiale de CGNPC, China Nuclear Power Engineering Company Ltd. (CNPEC) sur le projet Ling Ao phase 2, consistant à construire deux nouvelles tranches de 1 000 MW sur ce site. Les deux unités de Ling Ao phase 2 ont été mises en service respectivement en septembre 2010 et en août 2011.

Au 31 décembre 2012, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), qui a pour objet de financer, de construire, de mettre en service 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. Courant 2012, CGNPC a invité son partenaire électricien régional YueDian à participer au projet en lui cédant 19 de ses 70%. Le 26 novembre 2012, EDF International a approuvé une augmentation de capital, à réaliser courant 2013 pour suivre le développement du projet.

La pose du dôme du bâtiment réacteur de la deuxième tranche du réacteur n° 2 est intervenue le 12 septembre 2012. Celle du réacteur n° 1 avait été réalisée avec succès le 23 octobre 2011, marquant le début des montages des systèmes électromécaniques. En particulier, les gros composants du circuit primaire ont été livrés et le soudage de la boucle primaire principale a été achevé en décembre.

Le rapport de sûreté a été transmis à l'autorité de sûreté chinoise en décembre 2012.

Les activités en 2013 se concentreront sur les montages électromécaniques et le début des essais de démarrage.

Accords de partenariat

L'accord de partenariat global entre EDF et CGNPC (Global Partnership Agreement ou GPA) 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 a mis en place une structure basée à Shenzhen regroupant tous les métiers du nucléaire, au plus près de son partenaire chinois. Les objectifs de cette structure sont de permettre le développement de nouveaux projets d'investissement en Chine comme à l'étranger, ainsi que de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en

entraînant l'industrie française. Pour ce faire, les experts dans cette structure s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire d'EDF.

Courant 2012, EDF, Areva NP et CGNPC ont conclu un accord de coopération en vue d'envisager l'élaboration d'un réacteur de troisième génération de taille intermédiaire.

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.

En 2012, EDF a renouvelé des accords-cadres de partenariat avec la société des Trois Gorges et China Guodian Corporation, tous deux de grands acteurs du secteur électrique chinois.

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 2012, EDF possède 100 % de French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company, Ltd. (« Figlec »), la société propriétaire de la centrale de Laibin B (2 x 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 2012, 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 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 2012, 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 x 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 ».

Activités dans le secteur du gaz

Beijing United Gas Engineering & Technology Company (« Buget »)

EDF a pris la décision de se désengager de la société Buget. À cet effet, un accord de cession de participation sous conditions a été conclu avec la société Tractebel Engineering SA le 16 septembre 2012. La cession interviendra après accord des autorités chinoises. Au 31 décembre 2012, EDF est encore actionnaire à hauteur de 20 % dans la société Buget.

1. Données à 100 %.

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.

Activités dans le domaine de la R&D

EDF a établi une structure R&D en Chine. Les activités R&D portent essentiellement sur les domaines de l'énergie propre, l'efficacité énergétique, la concentration solaire, le stockage d'énergie, la capture et le stockage de carbone et la simulation numérique. Pendant l'année 2012, plusieurs accords de collaboration R&D ont été conclus avec des universités et instituts chinois prestigieux, et un accord de prestation de services a été conclu avec le groupe China Metallurgical Group Corporation (MCC) dans le domaine des technologies de structures « sandwich acier-béton ».

Activités dans le domaine de la distribution d'électricité

En conformité avec la politique du Groupe, ERDF a la volonté de développer son activité au niveau international et notamment en Chine. Depuis septembre 2011, ERDF-I est présent en Chine et promeut, dans la continuité des contacts et visites préalablement réalisés avec EDF Chine, les coopérations et projets potentiels avec cinq partenaires principaux. ERDF-I a la volonté d'apporter son expertise, ses méthodes et ses outils les plus performants au service du management et de la performance du réseau. La cible à long terme est de participer au management des distributeurs pour améliorer leur performance.

6.3.3.3.2 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 dans les autres pays de l'Asie du Sud-Est.

6.3.3.3.2.1 Vietnam

Au 31 décembre 2012, 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 (*Build, Operate, Transfer*) a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison clés en main de la centrale, et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

L'offre remise par EDF le 28 juillet 2011 dans le cadre d'un appel d'offres international pour le développement, le financement, la construction et l'exploitation pendant 25 ans de la centrale charbon 2 x 560 MW de Nghi Son 2 dans le nord du Vietnam n'a pas été retenue par le *Ministry of Industry and Trade* (« MOIT ») qui a procédé le 23 mars 2012 à l'ouverture de la seule offre de Marubeni/Kepco.

EDF a également manifesté son intérêt pour le développement de centrales à cycle combiné gaz sur le site d'Omon dans le sud du Vietnam.

6.3.3.3.2.2 Laos

Au 31 décembre 2012, 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 MW¹, 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 %. L'ensemble du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2 a été mis en service le 30 avril 2010.

6.3.3.3.2.3 Activités dans la production d'électricité hydraulique et thermique

Le groupe EDF a exprimé son intérêt pour participer aux études et au développement de projets hydroélectriques au Népal, au Cambodge, au Laos, au Myanmar, en Papouasie - Nouvelle-Guinée et aux Philippines, ainsi que des projets thermiques en Thaïlande (gaz naturel) et en Indonésie (charbon).

6.3.3.4 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.

6.3.3.4.1 Brésil

Le groupe EDF détient 90 % d'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 0,86 GW et située à Macaé, dans l'État de Rio de Janeiro. UTE Norte-Fluminense vend 725 MW à Light aux termes d'un *Power 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 6 554 GWh en 2012.

UTE Norte Fluminense dispose d'une usine solaire dans le pays, à Macaé, constituée de 1 764 modules plaques photovoltaïques, qui permet une réduction d'environ 250 tonnes de CO₂ par an. EDF projette la mise en place d'autres projets de production solaire au Brésil.

Ainsi le 23 février 2012, EDF Consultoria (filiale d'EDF) et Light Esco ont créé un consortium pour la conception, la construction et l'exploitation d'une centrale photovoltaïque sur le toit du stade Maracaña, à Rio de Janeiro.

Dans une optique de positionnement sur le long terme, EDF a signé 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.

L'accord de coopération technique (*Technical Cooperation Agreement*) 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, a été prolongé jusqu'en juillet 2014. 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. Les études environnementales et sociales liées au projet,

1. Données à 100 %.

préoccupations majeures pour le Groupe, ont pu démarrer en 2012 en raison de la promulgation le 5 janvier 2012 par le gouvernement brésilien d'une mesure provisoire de déclassement de certaines zones protégées, mesure confirmée par une loi le 25 juin 2012. L'accord a alors fait l'objet d'un avenant actant son élargissement à cinq nouveaux partenaires (GDF Suez, Néoenergia, Endesa, Cemig, Copel). À la suite de cet amendement, les neuf partenaires ont créé, le 1^{er} août 2012, un consortium d'études.

Le partenariat avec Eletrobras s'est renforcé avec la signature, le 29 mai 2012, de deux accords de coopération supplémentaires, l'un portant sur le développement de projets à l'international (hors Brésil) et l'autre, sur des activités de recherche et développement.

6.3.3.4.2 Afrique du Sud

Le gouvernement sud-africain, qui prévoit un doublement de la puissance électrique installée (de 44 à 89 GW) d'ici 2030, maintient sa volonté d'avoir recours au nucléaire dans son futur bouquet énergétique. Le plan directeur énergie du pays a été promulgué par le ministre de l'Énergie en mai 2011, postérieurement à l'accident de Fukushima. Il prévoit la mise en service de 9,6 GW d'énergie électronucléaire entre 2023 et 2030. Le domaine du nucléaire requiert une technologie présentant un niveau de sûreté le plus élevé possible. Un comité interministériel s'est réuni pour la première fois le 7 août 2012. À la suite de cette réunion, le cabinet de la Présidence a mandaté Eskom comme propriétaire-exploitant de la future flotte, le 8 novembre 2012.

Eskom a lancé un appel d'offres en juin 2012 pour la formation de ses futurs formateurs dans le cadre du programme nucléaire à venir. Il l'a attribué en octobre au consortium formé par EDF et AREVA. Le contrat a été signé en novembre 2012.

Dans le domaine de la production thermique à flamme, un protocole d'accord a été signé le 2 mars 2011 entre EDF et Eskom pour la création d'un institut de formation d'ingénieurs sud-africains, l'EPPEI (*Eskom Power Plant Engineering Institute*). Dans un premier temps, les cours suivis par les futurs ingénieurs portent sur le domaine de la production, avec un élargissement futur du programme pédagogique aux techniques de distribution et du transport d'électricité.

En Afrique du Sud, EDF Énergies Nouvelles a également pris position sur le marché éolien en étant retenu par le Département de l'énergie sud-africain pour trois projets éoliens alloués dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergie renouvelable en Afrique du Sud lancé en août 2011. Ces trois projets, dont la construction devrait débuter en 2013, représentent une puissance totale de 104 MW. (Voir section 6.4.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

6.3.3.4.3 Maroc

EDF et l'Office national de l'électricité et de l'eau marocain (« ONEE ») 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.

L'année 2012 est marquée par l'entrée d'EDF Énergies Nouvelles sur le marché marocain des énergies renouvelables. Le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co., a été retenu dans le cadre d'un appel d'offres lancé par l'ONEE marocain pour le projet éolien de Taza, d'une puissance de 150 MW. Situé dans le nord du Maroc, le projet éolien de Taza sera équipé de 50 turbines Alstom, d'une puissance unitaire de 3 MW (Voir section 6.4.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

6.3.3.4.4 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 a poursuivi son intervention en 2012 dans le cadre d'un accord de coopération signé le 17 décembre 2010 portant 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 (Société Nationale d'Électricité du Sénégal), ce qui permettra de limiter l'utilisation des groupes de production les moins performants.

6.3.3.4.5. 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.

Par ailleurs, EDF s'intéresse au développement de centrales de production d'électricité et de dessalement d'eau de mer (IWPP) dans cette zone géographique.

6.3.3.4.5.1 Arabie Saoudite

EDF et AREVA ont ouvert un bureau commun à Riyad en juin 2012 en vue de répondre aux autorités saoudiennes qui souhaitent développer une politique énergétique axée sur le remplacement des énergies fossiles par du nucléaire et des énergies renouvelables (solaire). KACARE (King Abdallah City for Atomic and Renewable Energy) est l'entité en charge du développement d'un programme de 17,6 GW nucléaire, et de 41 GW solaire, à construire d'ici 2032, visant à couvrir 20 % des besoins électriques du pays.

6.3.3.4.5.2 Israël

EDF a développé, en 2012, un accord avec l'Israélien Israël Electric Power (IEC) identifiant des axes possibles de coopération entre les deux sociétés. EDF avait auparavant contracté une prestation d'études et d'assistance à la supervision de la construction des deux stations de transfert d'énergie par pompage (« STEP ») de Gilboa (300 MW) et Manara (200 MW).

EDF Énergies Nouvelles s'est implantée en Israël par le biais de sa filiale EDF Énergies Nouvelles Israël, qui a notamment noué un partenariat stratégique avec Arava Power, pionnier du solaire en Israël. Après l'acquisition, en 2011, de cinq projets en développement pour un total de 39,3 MWc, la filiale a remporté en janvier 2012 un appel d'offres pour 7 MWc lancé par l'ILA (*Israël Land Administration*). Au total, 70 MWc sont à construire à fin 2012 et près de 120 MWc à développer pour ce pays en plein essor. (Voir section 6.4.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

6.3.3.4.6 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 2012, six sociétés de ce type ont été créées dans cinq pays (Mali, Maroc, Afrique du Sud, Botswana et Sénégal). Environ 450 000 personnes bénéficient des services énergétiques de ces sociétés.

Dans toutes ces opérations, EDF intervient en partenariat avec des acteurs industriels internationaux tels que Total, ou locaux tels que Fres Calulo en Afrique du Sud, BPC au Botswana et Matforce au Sénégal, de manière à ce que ces derniers puissent prendre le relais lorsque les conditions d'une exploitation rentable et durable sont réunies.

En Afrique du Sud, la société KES (Kwazulu Energy Services) est détenue à hauteur de 50 % par EDF et à hauteur de 15 % par un opérateur local Calulo, le solde de 35 % étant détenu par Total. Créée en 2002, la société KES a initialement développé ses activités via des kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Nata et, depuis 2007, elle étend son activité dans l'Eastern Cape. À fin 2012, KES alimente en énergie électrique, mais aussi en gaz domestique, environ 125 000 personnes pour un objectif de 270 000 dans les trois ou quatre prochaines 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. EDF détient 45 % de BPC Lesedi, une filiale locale commune avec BPC. Cette entreprise 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. Elle alimente à ce jour 3 000 personnes.

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 a démarré son activité à la fin de l'année 2012 avec un objectif de 180 000 personnes d'ici trois à quatre ans.

6.4 Autres activités et fonctions transverses

6.4.1 Autres activités

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2012 du groupe EDF sur le segment Autres activités¹ :

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Thermique à flamme	2 398	36	4 396	33
Hydroélectrique	81	1	78	1
Autres renouvelables ⁽¹⁾	4 190	63	8 656	66
TOTAL	6 668	100	13 130	100

(1) Incluant la totalité de l'entité EDF Énergies Nouvelles.

6.4.1.1 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, des transports maritime et du fret pétrolier, et des produits liés à l'environnement. En 2012, EDF Trading s'est recentré sur son modèle d'activité de *trader* adossé à des actifs physiques au travers de l'acquisition d'actifs de long terme susceptibles de générer des revenus réguliers. En 2012, EDF Trading a négocié environ 3 130 TWh d'électricité (Europe et États-Unis), 445 milliards de thermies de gaz naturel, 706 millions de tonnes de charbon et 381 millions de tonnes de CO₂ (en certificats d'émission).

Les activités de négoce d'EDF Trading sont intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT.

EDF Trading possède des bureaux en Europe, en Asie et en Amérique du Nord. Son siège social est situé à Londres. La société emploie environ 1 000 salariés.

Filiale à part entière d'EDF, elle est régie par l'autorité britannique de supervision des marchés financiers (*Financial Services Authority*).

6.4.1.1.1 Négoce d'électricité

EDF Trading est une société de premier plan sur les marchés de gros d'électricité en Europe et en Amérique du Nord.

En Europe, EDF Trading gère les contrats d'exportation d'électricité à long terme d'EDF et joue un rôle prépondérant dans la gestion des ressources 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 2012, EDF Trading a déplacé ses opérations scandinaves à Londres afin de consolider ses activités de *trading*. Le nombre de positions de long terme (jusqu'en 2025) a été accru durant cette année, une activité d'optimisation court terme a été initiée pour le compte d'EDF Energy et EDF Luminus, enfin l'activité pour compte de tiers s'est développée.

En Amérique du Nord, EDF Trading est aux États-Unis un des principaux prestataires de services de gestion d'énergie pour les producteurs d'énergie. Ses services comprennent la programmation, l'approvisionnement en combustible, les études de marché, la couverture, la conduite réseau et la gestion des combustibles. La société est présente 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 (voir section 6.3.3.2.2.2 (« EDF Trading en Amérique du Nord »)).

6.4.1.1.2 Produits environnementaux

EDF Trading est active sur les marchés du carbone, de la biomasse, des biocombustibles 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 certifiées 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 un leader sur le marché européen des dérivés climatiques, EDF Trading est le principal importateur et négociateur d'énergie verte au Royaume-Uni et en Italie.

En 2012, EDF Trading a acquis deux unités de production en biomasse et biodiesel afin de poser les bases d'un développement dans ces deux marchés. Elle gère actuellement un portefeuille mondial de plus de 400 projets MDP et est le plus important développeur de projets en Chine. Elle a commencé à traiter et négocier des contrats en amont du schéma californien de négociations sur le carbone qui sera effectif début 2013 et a conclu sa

1. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé des entités.

première transaction avec EDF Renewable Energy (ex-enXco). La palette de produits offerts aux clients de contrat de dérivés climatiques a été enrichie.

6.4.1.1.3 Négocier le gaz

Présente un peu partout dans le monde, EDF Trading est l'un des leaders des marchés de gros mondiaux de gaz et de GNL. Elle dispose de ses propres actifs physiques dédiés au gaz, couvrant la production, le transport, la regazéification, l'approvisionnement à long terme et le stockage, ce qui lui permet de fournir au Groupe et aux tiers des solutions complètes en matière de marché de gros de gaz.

En 2012, la société a entrepris l'optimisation du portefeuille gazier européen du Groupe, y compris la partie transport et stockage. La croissance de cette activité ira de pair en 2013 avec la mise en service des nouvelles centrales à gaz d'EDF. Dans ce cadre, elle a pris en charge la gestion opérationnelle de deux cavités de stockage de gaz. Aux États-Unis, des actifs de production de gaz ont été acquis dans l'est du Texas afin de constituer une base de développement solide pour une expansion sur l'Amérique du Nord. Le développement des activités commerciales sur le marché nord américain du gaz s'est aussi poursuivi.

6.4.1.1.4 Négocier le charbon et fret

EDF Trading est un acteur de premier plan sur les marchés mondiaux du charbon et du fret. La société est l'un des premiers importateurs de charbon en Europe. Ses actifs comprennent des contrats de long terme, des terminaux charbonniers, une flotte moderne de vraquiers, des capacités portuaires, ferroviaires et une capacité d'exportation à long terme. EDF Trading est le fournisseur exclusif d'EDF en charbon en France et a fourni EDF Energy, EDF Polska et d'autres énergéticiens européens. EDF Trading dispose d'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 2012, la société a investi dans un nouveau terminal en Pologne en lien avec un contrat d'approvisionnement long terme et dans une société commune avec EDF Paliwa (voir section 6.3.3.1.1.1 (« Pologne »)), active sur le marché du charbon et de la biomasse. En Chine, elle a conclu un accord portant sur un premier terminal, et elle a poursuivi le développement de ses activités d'approvisionnement charbon en Europe.

6.4.1.1.5 Fret pétrolier

En 2012, EDF Trading a développé une nouvelle ligne métier pour compléter son offre en Amérique du Nord. Sa nouvelle activité de fret pétrolier a débuté dans quatre des États américains les plus actifs en matière de production de brut (Texas, Louisiane, Oklahoma et Dakota du Nord). En décembre, les premiers achats et transports de brut ont été réalisés par pipeline et camion. Cette activité a vocation à se développer en 2013.

6.4.1.2 Énergies nouvelles

Les énergies renouvelables¹, 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 281 GW d'éolien dans le monde à fin 2012, dont près de 60 GW aux États-Unis et environ 109 GW en Europe. Au cours de l'année 2012, 44 GW d'éolien ont été installés dans le monde, dont environ 13 GW en Chine, et 13 GW aux États-Unis².

Pour le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde s'établissait à plus de 100 GW fin 2012, dont 30 GW de nouvelles capacités construites en 2012³.

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 97 GW de développement de nouvelles capacités en renouvelable anticipé chaque année dans le monde, environ 26 GW sont des capacités hydrauliques⁴).

Figurant parmi les cinq leaders mondiaux en matière d'énergies renouvelables grâce à un parc installé de 27 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 6.6.2 (« 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 (voir section 6.5.3 (« Législation relative au marché de l'électricité »)). Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 4 GWh, selon la qualité du site et le type de machines. En général, chaque éolienne développe une puissance de 2 à 3 MW.

La France occupait en 2012 le 4^e rang européen en termes de capacité installée (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 sa Recherche et Développement pour l'expertise et le suivi technique ainsi que sur la Recherche et Développement et les ingénieries d'EDF.

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 8,5 TWh en 2012 ;

- l'éolien maritime (*off-shore*). Considéré comme une filière en plein développement, l'éolien *off-shore* est 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 ont moins de retour d'expérience que sur l'*on-shore*. 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. Le groupe EDF a décidé d'accroître progressivement son investissement dans l'éolien *off-shore*. Les perspectives de développement de l'éolien *off-shore* sont considérables. L'Europe envisage ainsi de construire près de 44 GW⁵ 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. Le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles a remporté trois des quatre sites attribués soit jusqu'à 1 500 MW. Un deuxième appel d'offres est en cours (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

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 : EurObserv'ER 2013. Baromètre éolien.

3. Source : EPIA (European Photovoltaic Industry Association), Market Report 2012.

4. Source : Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2012, scénario New Policies.

5. Source : European Environment Agency, Renewable Energy Productions as published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, février 2011.

L'énergie solaire photovoltaïque

En 2011 et en 2012, 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 3 923 MW au 30 septembre 2012, soit plus qu'un triplement des capacités en 21 mois.

C'est la filiale EDF Énergies Nouvelles qui porte la stratégie de développement du groupe EDF dans l'énergie solaire. La filiale dispose ainsi de 573,8 MWc nets en service ou en construction au 31 décembre 2012.

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. EDF Énergies Nouvelles poursuit également cet objectif par l'intermédiaire de ses participations dans les sociétés PV Alliance et Nexcis.

La biomasse

Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou à exploiter des forêts dédiées, pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

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 70 MW.

En Pologne, EDF exploite plusieurs installations de co-combustion (incorporation de biomasse dans le combustible fossile) pour une capacité totale de 108 MW.

Enfin, EDF Énergies Nouvelles détient par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % SIF Énergies Iberica une usine de 26 MW bruts à Lucena (Andalousie) valorisant les résidus issus de l'exploitation d'oliveraies.

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.

Autres technologies

Les énergies renouvelables couvrent un large champ de filières et de technologies. Pour préparer l'avenir, EDF Énergies Nouvelles est en charge au sein du groupe EDF de détecter les filières prometteuses et, avec le soutien des équipes R&D du groupe EDF ou de partenaires industriels, prend part à l'émergence de nouvelles technologies. Les énergies marines sont, avec le solaire (voir ci-dessus), l'un des domaines plus particulièrement explorés par

le groupe. Elles recouvrent un éventail de technologies dont il faut tester la validité technique et évaluer l'efficacité avant d'envisager de les développer à une échelle industrielle, au même titre que l'éolien ou le solaire.

Dans le cadre des énergies marines, trois grands projets sont actuellement en cours de développement :

- les hydroliennes : turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins. EDF a construit un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor. Ce prototype a été mis à l'eau au cours de l'été 2012 et devrait prochainement entrer dans une deuxième phase de test avec la première production de l'électricité. L'objectif de ce projet, qui comprendra à terme 4 hydroliennes d'une capacité totale de 2 MW, est de tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée. Dans la continuité de cette expérimentation, EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec DCNS, premier constructeur européen de navires militaires, examine les applications industrielles de production d'électricité à partir d'hydroliennes et développe le projet « Normandie Hydro », ferme de plus grande puissance basée dans le raz Blanchard au large du Cotentin ;
- l'énergie des vagues : EDF Énergies Nouvelles, toujours en partenariat avec DCNS, développe un prototype de convertisseur de l'énergie des vagues dont la mise à l'eau est en cours de réalisation au large de l'île de la Réunion. Il s'agit d'un projet pilote nommé « Houle australe » ;
- l'éolien en mer flottant : EDF Énergies Nouvelles a sélectionné la technologie VertiWind et s'est associé à l'industriel Technip, porteur du projet, en charge de la partie « flottaison », et à la *start-up* lilloise Nénuphar, pour la fabrication de la turbine. Le projet a été sélectionné par la commission de Bruxelles et va bénéficier d'une importante subvention.

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.

Actionnariat d'EDF Énergies Nouvelles

EDF est entré au capital d'EDF Énergies Nouvelles en 2000, et à la date de dépôt du présent document de référence détient, directement et indirectement, 99,9 % du capital de la société (0,1 % étant détenu par les salariés).

Au cours de cette période, la société EDF Énergies Nouvelles a profondément évolué, devenant en quelques années l'un des acteurs majeurs de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, figurant parmi les acteurs de référence dans ses principales zones d'implantation : l'Amérique du Nord et l'Europe de l'Ouest.

EDF Énergies Nouvelles est ainsi devenu le pôle d'expertise et de développement du groupe EDF principalement dans les domaines de l'éolien et du solaire photovoltaïque. Les résultats financiers des filiales dédiées au renouvelable sont intégrés dans les résultats d'EDF Énergies Nouvelles.

Activités d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles est un producteur d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF Énergies Nouvelles est actif en amont, dans le développement de projets, puis dans la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des centrales construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers. Dans le cadre de son activité de développement de projet, le Groupe exerce une activité de développement-vente d'actifs structurés (« DVAS »), qui consiste principalement à construire des projets destinés à être cédés à des tiers dans le domaine des énergies renouvelables.

Avec un développement centré sur l'éolien et sur le solaire photovoltaïque (qui représentent plus de 95 % des capacités installées), le groupe EDF Énergies Nouvelles est également présent sur d'autres filières d'énergies renouvelables : petite hydraulique, biogaz, biomasse, biocarburants et énergies de la mer (194,3 MW bruts à fin 2012). EDF Énergies Nouvelles est présent également dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire distribué).

Historiquement, EDF Énergies Nouvelles s'est développé sur deux zones géographiques : l'Europe de l'Ouest (notamment France, Royaume-Uni, Italie et Portugal) et les États-Unis, récemment étendus à l'Amérique du Nord avec le Canada et le Mexique. L'année 2012 a été marquée par des prises de position dans des nouveaux pays à fort potentiel pour le

développement des énergies renouvelables tels que l'Afrique du Sud, le Maroc, Israël et la Pologne.

Au 31 décembre 2012, EDF Énergies Nouvelles dispose d'une capacité installée brute de 5 372 MW, d'une capacité installée nette de 4 208 MW et de 1 329 MW brute en cours de construction.

Le tableau suivant présente ces capacités par filière et par pays :

Capacité installée (en mégawatts)	Au 31/12/2012		Au 31/12/2011	
	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾
Éolien				
États-Unis	1 805,8	1 642,1	1 276,9	1 193,9
France	383,3	376,7	389,1	365,4
Italie	525,0	342,9	487,0	304,9
Portugal	495,8	302,9	495,8	302,9
Grèce	316,5	289,2	314,7	288,3
Canada	218,0	218,0		
Royaume-Uni ⁽³⁾	269,7	184,5	233,7	166,5
Turquie	311,2	112,8	219,2	89,8
Mexique	89,5	89,5	67,5	67,5
Pologne	48,0	48,0		
Belgique ⁽⁴⁾	214,5	19,6	30,0	2,7
Allemagne	3,0	3,0	7,6	7,6
Total éolien	4 680,3	3 629,2	3 521,5	2 789,5
Solaire				
France	218,1	190,2	100,7	100,3
Italie	122,8	102,1	122,2	92,2
ENR	66,1	39,4	57,7	28,9
Espagne	50,3	37,9	46,0	32,3
Canada	23,4	23,4	70,5	70,5
Grèce	11,6	11,6	6,0	6,0
États-Unis	4,9	4,9	10,5	10,5
Total solaire	497,3	409,6	413,5	340,6
Autres filières				
Hydraulique	84,2	81,4	84,2	77,1
Biogaz	64,9	63	60,3	59,5
Biomasse - cogénération	45,2	24,9	45,2	24,9
Total autres filières	194,3	169,3	189,7	161,5
TOTAL	5 371,9	4 208,1	4 124,7	3 291,6

(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 184,5 MW n'inclut que 50 % des capacités éoliennes de EDF Energy Renewables.

(4) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore exclusivement.

EDF Énergies Nouvelles employait 2 749 personnes (y compris EDF Énergies Nouvelles Réparties) au 31 décembre 2012.

Développements dans l'éolien

Éolien terrestre (« on-shore »)

Au cours de l'année 2012, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre en augmentant de 974,3 MW brut ses capacités de production éolienne et totalisant ainsi, au 31 décembre 2012, 4 465,5 MW brut d'éolien terrestre en exploitation.

Les mises en service de parc éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2012 le chiffre record de 1 321,8 MW brut (en incluant les parcs construits pour compte de tiers).

Au Canada, EDF Énergies Nouvelles a mis en service trois parcs situés au Québec : Saint-Robert Bellarmin (80 MW), Massif du Sud (150 MW) et Lac Alfred 1 (150 MW). Ces parcs totalisant 380 MW représentent trois des sept projets éoliens d'un programme de 1 003 MW remporté dans le cadre des appels d'offres d'Hydro-Québec.

Aux États-Unis, le marché de l'éolien a été particulièrement dynamique en 2012, et EDF Énergies Nouvelle a enregistré un nombre record de mises en service. Cinq parcs d'envergure totalisant 654,3 MW sont entrés en exploitation : Spearville 3 au Kansas (100,8 MW), Shiloh 4 (102,5 MW) et Pacific Wind (140 MW) en Californie, Spinning Spur 1 (161 MW) et Bobcat Bluff (150 MW) au Texas.

En Europe, EDF Énergies Nouvelle a notamment mis en service les parcs de Green Rigg au Royaume-Uni (36 MW), Rignano Garganico en Italie (38 MW) et Linowo en Pologne (48 MW) ainsi que des parcs en Turquie, France et Allemagne pour un total de 277,5 MW.

De nombreux chantiers ont débuté en 2012, notamment en Turquie, Grèce, Canada, Mexique et Italie. Au total, les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 940,7 MW au 31 décembre 2012.

Éolien maritime (« off-shore »)

L'éolien *off-shore* représente pour les années à venir un potentiel de développement relais, notamment en Europe de l'Ouest.

En France, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles a remporté en avril 2012 trois des quatre sites attribués dans le cadre du premier appel d'offres lancé en 2011 par le gouvernement français. Ces trois projets (Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp) représentent jusqu'à 1 500 MW de capacités nouvelles et s'accompagnent d'un plan industriel ambitieux avec la construction de quatre usines de fabrication d'éoliennes. Le consortium, initié par EDF Énergies Nouvelles, rassemble notamment l'énergéticien danois Dong Energy, qui a construit et exploite le plus important parc éolien *off-shore* au monde. Alstom sera le fournisseur exclusif des éoliennes de 6 MW équipant les futurs parcs *off-shore*.

EDF Énergies Nouvelles devrait répondre au deuxième appel d'offres lancé par le gouvernement portant sur deux sites d'environ 1 000 MW.

En Belgique, EDF Énergies Nouvelles est actionnaire (à hauteur de 9,14 % *via* sa filiale EDF Énergies Nouvelles Belgium) du parc de Thornton Bank détenu par C-Power. Sa première tranche (30 MW) est en exploitation, et la tranche 2 (147,6 MW) et une partie de la tranche 3 (36,9 MW) ont été mises en service fin 2012, soit un total de 214,5 MW en exploitation. 110,7 MW sont en cours de construction.

Au Royaume-Uni, le parc éolien *off-shore* de Teesside, d'une capacité de 62 MW, détenu à 100 % par EDF Energy Renewable, filiale à 50/50 d'EDF Energy et d'EDF Énergies Nouvelles, est en cours de construction.

Développement de la filière solaire photovoltaïque

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque, son deuxième axe de développement. Au 31 décembre 2012, la capacité solaire installée s'élève à 497,3 MWh bruts. L'année 2012 a été marquée par la mise en service de trois centrales d'envergure en France : Crucey (60 MWh), Massangis (56 MWh) et Toul-Rosières (115 MWh). Cette dernière réalisation, équipée d'environ 1,4 million de panneaux solaires, a permis de dépolluer et reconvertir une ancienne base militaire. L'exploitation et la maintenance de ces centrales sont assurées par EDF Énergies Nouvelles.

Les mises en service ont totalisé en 2012 le montant record de 296,7 MWh bruts.

Aux États-Unis, la centrale de Lipa (12 MWh) a été mise en service et cédée.

Au 31 décembre 2012, EDF Énergies Nouvelles dispose d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 170,4 MWh bruts.

Dans le cadre de l'activité DVAS, 239,7 MWh de solaire photovoltaïque ont été cédés principalement en France, aux États-Unis et au Canada.

Implantations dans de nouveaux pays

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi le développement de ses activités à l'international en ouvrant une filiale en Pologne, EDF Énergies Nouvelles Polska, détenue à 100 %. La création de cette filiale fait suite à l'acquisition

dans le pays d'une société de développement éolien, Starke Wind, ainsi que du projet éolien Linowo en exploitation de 48 MW. Ces deux acquisitions ont été conclues dans un environnement économique et réglementaire favorable au développement des énergies renouvelables en Pologne.

En Afrique du Sud, EDF Énergies Nouvelles a également pris position sur le marché éolien en étant retenu par le Département de l'énergie sud-africain pour trois projets éoliens alloués dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergie renouvelable en Afrique du Sud lancé en août 2011. Ces trois projets, dont la construction devrait débuter en 2013, représentent une puissance totale de 104 MW.

Au Maroc, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. a été retenu dans le cadre d'un appel d'offres lancé par l'ONE marocain (Office national d'électricité) pour le projet éolien de Taza, d'une puissance de 150 MW. Situé dans le nord du Maroc, le projet éolien de Taza sera équipé de 50 turbines Alstom, d'une puissance unitaire de 3 MW. EDF Énergies Nouvelles a ouvert en parallèle une filiale locale, EDF Énergies Nouvelles Maroc, qui pilote désormais le développement des activités marocaines d'EDF Énergies Nouvelles.

EDF Énergies Nouvelles s'est implantée en Israël par le biais de sa filiale EDF Énergies Nouvelles Israël, qui a notamment noué un partenariat stratégique avec Arava Power, pionnier du solaire en Israël. Après l'acquisition, en 2011, de cinq projets en développement pour un total de 39,3 MWh, la filiale a remporté en janvier 2012 un appel d'offres pour 7 MWh lancé par l'ILA (*Israel Land Administration*). Au total, 70 MWh sont à construire à fin 2012 et près de 120 MWh à développer pour ce pays en plein essor.

Montée en puissance de l'activité Exploitation & Maintenance

EDF Énergies Nouvelles, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de ses installations. Cette activité a pris un essor important et est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, le groupe EDF Énergies Nouvelles exploite près de 8 000 MW à fin décembre 2012.

À cet égard, EDF Énergies Nouvelles est l'acteur n° 1 de l'exploitation-maintenance aux États-Unis avec sa filiale EDF Renewable Energy (ex-enXco).

En janvier 2013, le groupe a également annoncé que, sous réserve de l'approbation des autorités réglementaires compétentes, il devrait assurer l'exploitation-maintenance de 32 parcs éoliens en France, totalisant 321,4 MW, rachetés à Hyberdrola par un consortium composé d'EDF Énergies Nouvelles pour 20 %, GE Energy Financial Services à hauteur de 40 % et MEAG (filiale de gestion d'actifs de Munich Re et ERGO) également à hauteur de 40 %.

Énergies Réparties

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR), détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles depuis le 30 juin 2012, a poursuivi le recentrage de ses activités sur le solaire photovoltaïque :

- février 2012 : cession de sa participation dans SUPRA Holding ;
- mars 2012 : reprise des actifs de Photowatt International, conformément à la décision du Tribunal de Commerce de Vienne du 21 février 2012, par EDF ENR PWT ;
- juillet 2012 : cession de la participation dans Apollon Solar ;
- octobre 2012 : cession de la participation dans EDF ENR Solare (Italie).

Aujourd'hui, avec plus de 10 000 clients particuliers et plus de 500 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 de commercialisation et d'installation EDF ENR Solaire en France et Sunzil outre-mer ainsi qu'EDF ENR PWT pour l'activité de production de cellules photovoltaïques.

EDF ENR poursuit également une politique d'innovation sur le photovoltaïque *via* notamment sa participation dans Nexcis.

Les régimes de soutien aux énergies éolienne et solaire et de fixation du prix d'achat de l'électricité issue de l'énergie éolienne et solaire

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de soutien aux énergies éolienne et solaire en vigueur au 31 décembre 2012 dans chacun des principaux pays dans lesquels EDF Energies Nouvelles et ses filiales développent leur présence :

Pays	Régimes de soutien aux énergies renouvelables (éolien et solaire)
Canada	Mécanisme d'incitation fiscale pour les investisseurs en capital dans les sociétés productrices d'énergies (« FTS ») Contrats d'achat long terme signés avec les services locaux ou fixés par appels d'offre Obligation d'achat en Ontario (contrat de 20 ans pour les fermes éoliennes et solaires)
États-Unis	Crédit d'impôt (<i>Production Tax Credit</i> pour les parcs éoliens et <i>Investment Tax Credit</i> pour les fermes solaires et les parcs éoliens) Amortissement accéléré Quotas obligatoires d'énergie renouvelable (<i>Renewable Portfolio Standards</i>) fixés dans 29 Etats et le District de Columbia
France	Obligation d'achat (contrats non renouvelables de 15 ans pour l'éolien ou de 20 ans pour le solaire, conclus avec EDF ou un distributeur non nationalisé à des prix réglementés) Appels d'offres Mesures fiscales incitatives fortement réduites depuis le moratoire de 2011
Italie	Certificats verts (délivrés pendant les 15 premières années de fonctionnement de l'installation), pour l'éolien jusqu'en 2012, mécanisme d'obligation d'achat attribué aux enchères à partir de 2013. Subventions à la production pour les centrales solaires photovoltaïques, nouvelles grilles tarifaires depuis 2012
Royaume-Uni	Certificats d'obligation (<i>Renewables Obligations Certificates</i>) Exemption de la taxe sur le changement climatique

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité issue de l'énergie éolienne en vigueur au 31 décembre 2012 dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité éolienne
Canada	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales ou par appel d'offres Tarif d'achat fixes sur 20 ans dans l'Ontario
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales
France	Eolien <i>onshore</i> : Tarifs applicables pour la métropole et la Corse aux installations situées à terre mises en service après le 26 juillet 2006 : 8,2 centimes d'euros par kWh les 10 premières années. Pour les 5 années suivantes, tarif entre 8,2 et 2,8 centimes, en fonction du nombre d'heures équivalent pleine puissance constaté lors des 10 premières années d'exploitation. Pour les DOM, Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte un tarif unique à 11 c€/kWh a été fixé. Ces tarifs font l'objet d'une réévaluation sur une base annuelle partiellement indexée sur l'inflation. Eolien <i>offshore</i> : Système d'appels d'offre
Italie	Pour les parcs éoliens mis en service jusqu'à fin 2012 : - jusqu'en 2015 maintien du système de certificats verts, émis pendant les 15 premières années d'exploitation d'une installation, vendus sur le marché, soit par le biais de contrats bilatéraux, ou au G.S.E. (<i>Gestore dei Servizi Elettrici</i>) à échéance : vente de l'électricité à l'opérateur du réseau et, le cas échéant, à un distributeur d'électricité. Prix des certificats verts : (180 €/MWh – prix de l'électricité) x 78 % - À partir de 2016 tarif d'achat selon le même calcul Pour les parcs éoliens mis en service à partir de 2013, tarif d'achat attribué aux enchères
Mexique	Prix fixés dans le cadre de <i>Self Supply Agreements</i> (SSA) négociés avec les clients finaux
Royaume-Uni	Système de quotas d'énergie renouvelable dans l'électricité fournie par les <i>utilities</i> . Les fournisseurs obtiennent des « certificats d'obligation » (<i>Renewables Obligation Certificates</i>) soit en produisant eux-mêmes l'électricité d'origine renouvelable, soit en les acquérant auprès des producteurs d'énergies renouvelables. Le non-respect du quota d'énergies renouvelables entraîne une pénalité (<i>Buy Out Price</i>) qui est ensuite reversée aux fournisseurs d'énergie au prorata de leur production d'énergies renouvelables (<i>Buy Out Fund</i>), ce qui représente une rémunération supplémentaire Exemption du paiement de la taxe sur le changement climatique (« <i>Climate Change Levy</i> ») Le prix payé au producteur d'énergie renouvelable dans le cadre de contrats d'achat (<i>Power purchase agreements</i>) est généralement calculé sur la base du prix de l'électricité sur le marché, du <i>Buy Out Price</i> , du <i>Buy Out Fund</i> et de la valeur de la taxe sur le changement climatique (<i>Levy Exemption Certificate</i>). En septembre 2012, le prix était de 90 £/MWh pour de l'éolien terrestre et 135 £/MWh pour de l'éolien en mer. (prix de marché + ROC) À partir de 2017, le système de ROC ne s'appliquera plus aux nouvelles centrales mises en service. Les technologies decarbonées bénéficieront d'un « Contrat for Difference » garantissant un prix fixe à l'électricité produite (<i>Strike Price</i>) déterminé en fonction de la technologie et son coût de production.

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix de l'électricité issue de source solaire en vigueur au 31 décembre 2012 dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix de l'électricité solaire
Canada (Ontario)	En septembre 2012 : Ferme au sol : tarifs de 347 \$CAD/MWh pour les fermes au sol de 5 à 10 MW (pas d'indexation) Toitures : tarifs de 539 \$CAD/MWh pour les toitures inférieures à 10 kW à 50 kW et 487 \$CAD/MWh pour des projets supérieurs à 500 kW (pas d'indexation) Des baisses substantielles sont attendues lors des prochaines attributions de contrats.
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales Tarifs d'achat fixés dans certains Etats (dont la Californie) pour des parcs de petite taille et pour des volumes limitées « ITC » « <i>Investment Tax Crédit</i> » reconduit jusqu'en décembre 2016
France	Modification importantes depuis 2011. Appels d'offres pour les installations au sol et intégré au bâti supérieur à 100kwc Pour les projets de moins de 100 Kwc ajustement trimestriel du tarif en fonction du nombre de projets réalisés le trimestre précédent avec une cible annuelle de 500 MWh
Italie	Nouvelles grilles tarifaires publiées en 2012 Tarifs dégressifs en fonction de la taille de l'installation et dans le temps (baisse chaque semestre) En septembre 2012 : Toitures : de 135 à 237 €/MWh Sol : de 128 à 229 €/MWh

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 7 767 millions d'euros en 2012 sur son périmètre consolidé, comprenant Dalkia France (99,93 %), Dalkia International (75,81 %) et Dalkia Investissement (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 2012, 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 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 également, au 31 décembre 2012, directement environ 24 % du capital de Dalkia International et 50 % du capital de Dalkia Investissement.

EDF détenait par ailleurs environ 4 % du capital de Veolia Environnement au 31 décembre 2012.

Accords de partenariat avec Veolia Environnement

Les relations d'EDF et Veolia Environnement au sein du groupe Dalkia sont régies par un ensemble de contrats conclus le 4 décembre 2000 en vue de développer un pôle mondial de services énergétiques. Aux termes de ces accords, EDF a pris les participations décrites ci-dessus dans les sociétés du groupe Dalkia, et apporté en nature certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia.

Le partenariat est fondé sur le principe de parité de contrôle et de gestion des deux partenaires sur l'ensemble des sociétés du groupe Dalkia avec une montée en deux temps d'EDF au capital de Dalkia, lui permettant de porter sa participation de 34 à 50 %.

Le pacte d'associés entre EDF et Veolia Environnement contient également 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 enfin à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acquéreur.

Évolutions du partenariat

EDF et Veolia avaient annoncé en décembre 2011 que des négociations étaient en cours concernant l'évolution de leur partenariat industriel et la montée à parité d'EDF. Ces dernières discussions n'ont pas abouti.

Compte tenu de l'échec répété des tentatives de négociation entre EDF et Veolia Environnement pour mettre en place cette parité depuis plusieurs années, EDF a été contraint de saisir la justice le 22 octobre 2012 pour solliciter l'exécution des accords conclus en 2000 et obtenir la parité au sein du groupe Dalkia qui y est prévue.

6.4.1.4 Électricité de Strasbourg

Électricité de Strasbourg est une société anonyme, détenue à hauteur de 88,6 % 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.

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 TWh d'électricité et 0,3 TWh de gaz en 2012.

Le 1^{er} avril 2012, le Groupe ÉS a fait l'acquisition de 100 % des actions et droits de vote de la société Énerest auprès de RGDS (Réseau Gaz Distribution Services). Énerest, fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg, compte environ 110 000 clients et a commercialisé, en 2012, 5,2 TWh. Le Groupe ÉS est ainsi devenu grâce à cette opération le premier

énergéticien régional multi-énergies, et a engagé un ambitieux programme afin de faciliter l'intégration d'Énerest, d'élargir ses perspectives de croissance au-delà de son périmètre historique et de dégager des synergies opérationnelles.

Électricité de Strasbourg a également lancé un projet de rénovation de son système d'information permettant la gestion et la facturation des clients entreprises, pour les besoins du distributeur ES Réseaux et du commercialisateur ES Énergies Strasbourg.

Le projet de géothermie profonde (voir section 6.4.1.2.1 (« Présentation des énergies nouvelles »)) porté par la société ECOGI, dont Électricité de Strasbourg est le principal actionnaire aux côtés de l'industriel Roquette Frères et de la Caisse des Dépôts et Consignations, a démarré avec un premier forage achevé en décembre 2012.

Ecotral, filiale d'Électricité de Strasbourg spécialisée dans les services d'efficacité énergétique aux entreprises et collectivités locales, ainsi que dans les énergies renouvelables, a racheté en novembre 2012 les actions minoritaires de la société Calorest, dont elle détenait déjà 62,575 % des titres. Ecotral détient désormais 100 % des parts de cette société, spécialisée dans la maintenance de chauffage, climatisation et ventilation.

Après la mise en service en juillet 2012 d'un important bâtiment locatif selon les normes de la très haute performance énergétique, le Groupe a confié à Ecotral la conception et la réalisation des travaux de rénovation BBC relative à un second immeuble de placement situé au centre de Strasbourg.

6.4.1.5 Tiru

Filiale d'EDF (51 %) depuis 1946, Tiru exploite des unités de traitement des déchets depuis 1922 et est spécialisée dans la valorisation énergétique des déchets sous forme d'électricité et de vapeur.

Tiru conçoit, construit et exploite des unités de traitements thermique, biologique et matière. Acteur majeur sur son secteur, Tiru exploite un parc d'installations diversifié en France, en Grande-Bretagne et au Canada.

Chaque année, Tiru valorise 4 millions de tonnes de déchets pour plus de 11 millions d'habitants à travers le monde, ce qui permet de chauffer¹ 465 000 habitants et d'alimenter en électricité 590 000 habitants (hors chauffage). 50 % de cette énergie est d'origine renouvelable.

Grâce à la valorisation des déchets, Tiru permet que soient économisés 2,4 millions de barils de pétrole² par an, soit 700 000 tonnes de CO₂ évitées.

6.4.1.6 EDF Trading Logistics

Avec en 2012 un volume d'approvisionnement en fioul de 1,122 million de tonnes et de 4 957 millions de tonnes de charbon livrées, EDF Trading Logistics est l'agent d'EDF pour les achats de fioul et organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques à flamme d'EDF, en métropole, en Corse et dans les DOM. EDF Trading Logistics est également commissionnaire de transport de charbon pour plusieurs grands industriels (cimentiers, chauffagistes, etc.) en étroite collaboration avec EDF Trading, et les opérateurs des terminaux charbonniers des ports du Havre et Saint-Nazaire.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise à EDF dans la mise en place des processus portant sur la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses) périmètre qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001, et dans la gestion des situations de crises environnementales liées à cette activité.

1. Chauffage urbain.

2. 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.

3. 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.

6.4.1.7 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. Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour des opérations relatives notamment aux interventions sur les marchés de gros.

6.4.2.1 Marché final du gaz naturel

En 2012, les ventes de gaz du Groupe aux clients finals se sont élevées à plus de 246 TWh³.

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 20,9 TWh en 2012, ce qui représente une part de marché de 4,3 %. Au 31 décembre 2012, environ 780 000 clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel. En 2011, ces chiffres s'élevaient respectivement à 18 TWh et 713 000 clients. En 2012, l'activité de ventes de gaz en France d'EDF a été renforcée par l'acquisition d'Énerest, principal distributeur de gaz naturel à Strasbourg et dans le Bas-Rhin, rachetée en avril 2012 par Électricité de Strasbourg, filiale à 100 % d'EDF. Enerest compte plus de 100 000 clients et aura commercialisé 5,2 TWh de gaz.

En Italie, au Royaume-Uni et en Belgique, le développement des ventes s'appuie sur une démarche plus offensive avec des portefeuilles avuls de clients composés respectivement de :

- en Italie : environ 584 000 points de livraison clients, 15,8 milliards de mètres cubes de gaz (environ 178 TWh), soit une part de marché de 21 % ;
- au Royaume-Uni : environ 2 millions de clients, 31,1 TWh ;
- en Belgique : environ 558 000 clients, 17,2 TWh, soit environ 20 % de parts de marché.

6.4.2.2 Projets et actifs gaziers

6.4.2.2.1 Sources d'approvisionnement

L'approvisionnement en gaz du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille diversifié de contrats de long terme en provenance du Qatar, de Russie, de mer du Nord et d'Afrique du Nord. Compte tenu de l'évolution des marchés européens du gaz, le Groupe renégocie activement ces contrats avec ses fournisseurs afin d'en restaurer la rentabilité. En 2012, Edison a obtenu deux décisions favorables dans les procédures d'arbitrage qui l'opposaient à ENI pour du gaz libyen et à RasGas pour du gaz qatari (voir sections 6.3.2. (« Italie »)).

6.4.2.2.2 Infrastructures

Gazoducs

Aux côtés d'ENI (20 %), de Wintershall (15 %) et de Gazprom (50 %), EDF (15 %) est actionnaire de la société South Stream Transport BV, chargée du développement et de la construction de la partie du gazoduc South Stream passant sous la mer Noire. Long de 900 km et d'une capacité de 63 milliards de mètres cubes par an, ce gazoduc sous-marin est destiné à relier directement la Russie à l'Union européenne pour assurer la livraison de gaz russe à partir de fin 2015. La décision d'investissement a été prise par Gazprom le 14 novembre 2012. EDF conserve un droit de sortie jusqu'à la satisfaction de certaines conditions. La première soudure symbolique de l'ensemble du gazoduc South Stream a été célébrée à Anapa le 7 décembre, en présence du Président de la Fédération de Russie Vladimir Poutine et des partenaires de Gazprom dans le projet.

Par ailleurs, EDF, à travers sa filiale Edison, participe également à deux projets d'infrastructure d'importation de gaz : GALSI, gazoduc destiné à relier l'Algérie à l'Italie par la Sardaigne, et ITGI, gazoduc établissant une interconnexion entre la Turquie, la Grèce et l'Italie. Ce dernier projet comprend un second volet dit IGB (Interconnexion Grèce-Bulgarie) reliant la Grèce à la Bulgarie (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Le Groupe détient également des droits de capacités de transport variés sur le réseau européen.

Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (« GNL »)

Le 29 juin 2011, EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG (détenue à hauteur de 65 % du capital par EDF, 25 % par Fluxys et 10 % par Total), a pris la décision finale de construire un terminal méthanier d'une capacité de 13 milliards de mètres cubes par an sur le territoire du Grand Port Maritime de Dunkerque. Henri Proglia, Président Directeur Général d'EDF, a procédé le 5 octobre 2012 à la pose de la première pierre. Le terminal méthanier de Dunkerque, dont la mise en service est prévue fin 2015, est le deuxième chantier industriel le plus important de France après celui de l'EPR de Flamanville. Ce projet comporte trois ouvrages principaux : la plateforme et les ouvrages maritimes (réalisés par le Grand Port Maritime), le terminal méthanier et les ouvrages de raccordement aux réseaux français et belge (développés par les opérateurs GRTgaz et Fluxys). Avec ses trois cuves de stockage de GNL de 190 000 mètres cubes chacune, le terminal fournira une plus grande flexibilité au réseau pour alimenter les centrales électriques fonctionnant au gaz et devant répondre aux pics des consommations hivernales. Cet ouvrage, qui présente la particularité unique d'être raccordé à deux marchés, la France et la Belgique, est un atout majeur pour la

sécurisation et la diversification des approvisionnements gaziers européens. Sur le plan environnemental, EDF a opté pour un réchauffement du gaz naturel liquéfié sans production de CO₂, en utilisant une partie des eaux chaudes rejetées par la centrale nucléaire de Gravelines, plaçant ainsi le terminal à la pointe de l'efficacité énergétique. Le Groupe détient 8 milliards de mètres cubes par an de capacités de regazéification.

Dans le sud de l'Europe, Edison détient 7,3 % du capital d'Adriatic LNG Terminal, la société opératrice du terminal *off-shore* de Rovigo, et 80 % de la capacité de regazéification, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans les terminaux de Fos Cavaou et de Zeebrugge.

Stockages

En Allemagne, EDF a lancé le 28 juillet 2012 les opérations commerciales du stockage de gaz Crystal à Etzel. Les installations de surface de Crystal sont développées en joint-venture à 50/50 avec EnBW. EDF dispose d'un volume utile en cavités salines d'environ 0,19 milliard de mètres cubes.

En Italie, Edison opère deux sites de stockage en gisements déplétés, Cellino et Collalto. Par ailleurs, Edison développe deux projets de stockage, San Potito e Cotignola, et Palazzo Moroni (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Au Royaume-Uni, EDF Energy poursuit le développement de son site de stockage en cavités salines Hill Top Farm (Cheshire). Le site est adjacent au site de stockage existant de Hole House, propriété d'EDF Trading (voir section 6.3.1 (« Royaume-Uni »)).

En France, EDF a poursuivi le projet Salins des Landes qui prévoyait la création d'une douzaine de cavités dans le sud du département des Landes, permettant de stocker l'équivalent de 600 millions de mètres cubes de gaz naturel. Le premier forage exploratoire a été réalisé en 2010, et un second forage en 2012 afin d'approfondir la connaissance du dôme de sel. L'ensemble des informations réunies à l'issue des deux forages a démontré que, malgré son potentiel, le dôme de sel exploré ne permettait pas d'accueillir le projet initialement conçu par EDF. De surcroît, les critères technico-économiques requis pour la faisabilité d'un projet comme Salins des Landes ne sont pas aujourd'hui satisfaits. EDF a donc décidé, le 14 janvier 2013, de ne pas poursuivre le projet de Salins des Landes tel qu'il avait été envisagé. L'expérience acquise et les données recueillies lors du développement de ce projet resteront utiles à EDF.

Par ailleurs, EDF dispose de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

6.4.2.2.3 Exploration et Production (« E&P »)

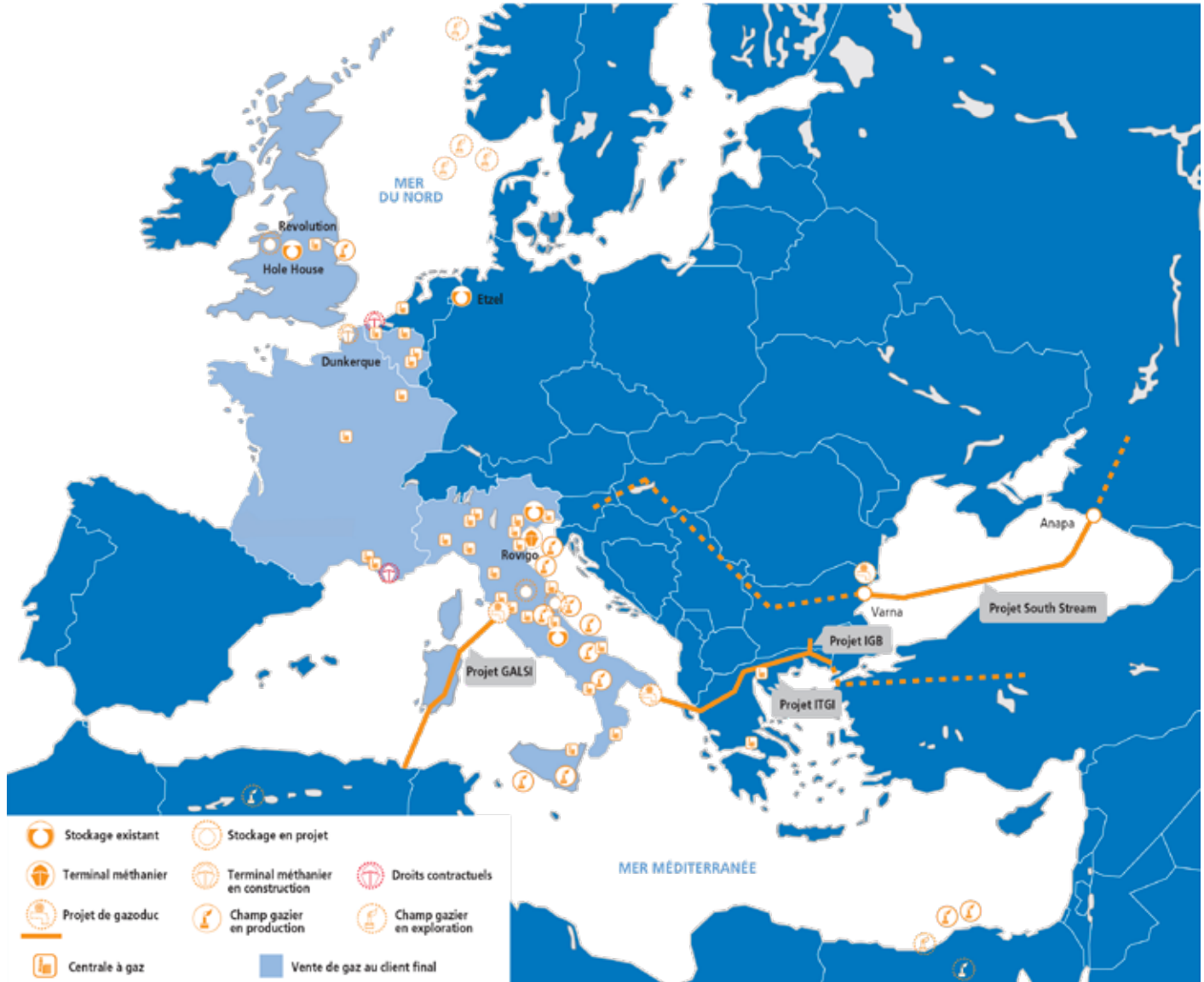
Le Groupe développe des activités amont dans l'exploration et production (« E&P »). Les licences détenues par Edison, les découvertes récentes et les projets en cours sont détaillés dans la section « Italie » (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Le Groupe dispose également d'une filiale, EDF Production UK, qui produit du gaz en mer du Nord. Fin 2012, ses réserves 2P sont estimées à 0,8 milliard de mètres cubes, et la production a atteint cette année environ 0,15 milliard de mètres cubes.

Enfin, le 5 novembre 2012, EDF Trading a annoncé l'acquisition d'actifs gaziers de la société Encana, situés dans le bassin est du Texas (voir section 6.4.1.1.3 (« Négoce de gaz »)).

Projets et actifs gaz

Carte des projets et actifs gaz du Groupe EDF en Europe



6.5 Environnement législatif et réglementaire

Les entités du groupe EDF sont soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leurs activités. EDF est en particulier assujéti 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 EDF entreprise publique

Au 31 décembre 2012, l'État détenait 84,44 % du capital social et 84,54 % des droits de vote d'EDF et doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital.

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 dites « de privatisation » n° 86-793 du 2 juillet 1986, n° 86-912 du 6 août 1986 et n° 93-923 du 19 juillet 1993.

6.5.2 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

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, de développer et d'exploiter les réseaux publics d'électricité et d'assurer la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

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 chargé de l'énergie en date du 15 décembre 2009.

Cette mission consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain (Corse, DOM et collectivités territoriales d'outre-mer).

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité 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.

Cette mission a été confiée, par la loi, à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

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 1^{er} 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.

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, qui 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, demeure 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 de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines 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.

6.5.3 Législation relative au marché de l'électricité

6.5.3.1 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.

6.5.3.2 Législation française : Code de l'énergie

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie (loi du 15 juin 1906, loi n° 46-628 du 8 avril 1946, loi n° 2000-108 du 10 février 2000, loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, loi n° 2004-803 du 9 août 2004, loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 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.

Installations de production

Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie au-delà d'un seuil de puissance déterminé par décret, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production sont précisées aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales et à l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH »)

Le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (« ARENH »), prévu aux articles L. 336-1 et suivants du Code de l'énergie, est mis en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2011. Sur ce point, voir section 6.2.1.2.1.2 (« La concurrence »).

Choix du fournisseur d'électricité

Depuis le 1^{er} 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 réglementés et nouvelle offre, sous réserve de respecter à chaque fois un délai d'un an. À partir du 1^{er} janvier 2016, ces consommateurs ne bénéficieront plus des tarifs réglementés.

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 aux tarifs réglementés de vente d'électricité et à la tarification spéciale de première nécessité ;
- assurer l'exécution des contrats d'achat d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur installé sur le territoire national.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (« CoRDIS ») de la CRE.

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité 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.

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État, sur un recours formé par le SIPPAREC, a annulé la décision TURPE 3, en tant qu'elle fixe les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution, au motif que la CRE et les ministres ont retenu une « méthode erronée en droit » pour déterminer le coût moyen pondéré du capital (CMPC) en s'abstenant de prendre en considération, dans le calcul du CMPC, « les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat [...] ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations ».

Le Conseil d'État a enjoint la CRE et les ministres de prendre une nouvelle décision relative aux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution sur la période 2009-2013 d'ici le 1^{er} juin 2013, date à laquelle l'annulation rétroactive de la décision du 5 juin 2009 sera effective.

Pour plus de détails sur les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de 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 du Code de l'énergie 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 :

- 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 termes 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 ;
- par les moulins à vent et à eau réhabilités pour la production d'électricité ;
- 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 réalisant un programme d'investissement défini par un arrêté du 10 août 2012, bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

Le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 prévoit 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.

Le décret n° 2010-1510 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. 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 de l'électricité d'origine photovoltaïque 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.

Le dispositif est 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. Un appel d'offres portant sur des installations photovoltaïques est en cours à la date de dépôt du présent document de référence.

Les surcoûts découlant des contrats conclus au titre de l'obligation d'achat supportés par EDF et les ELD chargées de la fourniture sont compensés par la CSPE perçue sur les consommateurs finals. Le montant des charges prévisionnelles de service public de l'électricité a été évalué par la CRE à 5,1 milliards d'euros au titre de l'année 2013, dont 41 % correspondent aux charges liées à la filière photovoltaïque. Les surcoûts liés à l'obligation d'achat supportés par EDF sont évalués à 3,9 milliards d'euros, soit 75 % du montant total des charges.

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'Électricité, 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, par le biais de la CSPE, 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 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.

Le mécanisme de compensation des charges de service public est régi par les articles L. 121-9 et suivants du Code de l'énergie, qui ont été modifiés notamment par la loi de finances n° 2011-900 du 29 juillet 2011. En vertu de ces dispositions :

- le ministre de l'Énergie arrête chaque année, sur proposition de la CRE, le montant total des charges supportées par EDF et les ELD, d'une part, ainsi que le montant de la CSPE, d'autre part, l'augmentation du montant de la contribution pouvant être échelonnée sur un an ;
- si ces montants ne sont pas fixés par le ministre avant le 31 décembre, les montants proposés par la CRE entrent automatiquement en vigueur au 1^{er} janvier suivant. S'agissant du montant de la CSPE, cette entrée en vigueur automatique est cependant limitée à une augmentation maximale de 0,003 €/kWh par rapport au montant applicable avant cette date.

Par dérogation à ces dispositions, 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 1^{er} juillet au 31 décembre 2012¹.

Depuis le 1^{er} janvier 2011, la CSPE est plafonnée à 550 000 euros par site de consommation et par an. Depuis 2011, ce plafond est 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. Ce phénomène se poursuit aujourd'hui : ainsi les charges prévisionnelles évaluées par la CRE au titre de 2013 (5,1 milliards d'euros) sont-elles supérieures de 43 % aux charges constatées au titre 2011 (3,6 milliards d'euros). Depuis 2007, le montant de la CSPE ne suffit pas à compenser l'augmentation de ces charges. Le déficit du mécanisme supporté exclusivement par EDF pèse sur l'endettement du Groupe.

Le 14 janvier 2013, EDF a annoncé avoir trouvé un accord avec les pouvoirs publics qui prévoit un remboursement de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 (de l'ordre de 4,3 milliards d'euros, chiffre qui sera ajusté avant le 31 décembre 2013 pour prendre en compte les montants de déficit de compensation des charges de service public au 31 décembre 2012 tels qu'ils seront validés par la CRE) et des coûts de portage induits pour le Groupe (0,6 milliard d'euros). En application de cet accord, cette créance d'environ 4,9 milliards d'euros sera soldée d'ici le 31 décembre 2018, selon un échéancier de remboursement progressif, et sera rémunérée aux conditions de marché. En conséquence de cet accord, le Groupe a enregistré dans ses comptes 2012 un produit financier de 0,6 milliard d'euros correspondant à la reconnaissance des coûts de portage passés cumulés au 31 décembre 2012.

Compensation des surcoûts de distribution

Le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), dont la gestion comptable est confiée à EDF en vertu de l'article L. 121-29 du Code de l'énergie, a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés, notamment celles liées aux particularités des réseaux exploités et qui ne seraient pas couverts par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs réglementés et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution. Sont également concernées les charges liées à la participation à l'aménagement des zones caractérisées par des handicaps géographiques, économiques ou sociaux au sens de l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995.

Les garanties de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en

1. Dans une délibération du 13 octobre 2011, la CRE a indiqué que, pour compenser intégralement les charges de service public de l'électricité (5,2 milliards d'euros), la CSPE due au titre 2012 aurait dû s'élever à 13,7 €/MWh. La délibération ajoute toutefois que, compte tenu des montants fixés par la loi de finances rectificative pour 2011, EDF devrait subir en 2012 un défaut de compensation de 1,3 milliard d'euros.

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. Le décret en Conseil d'État qui précise les conditions de fonctionnement de ce dispositif a été publié au Journal officiel du 18 décembre 2012 (décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012).

Le décret prévoit enfin, à titre transitoire et en attendant la mise en place effective du mécanisme de capacité (hiver 2016-2017), l'organisation par la CRE « pour le compte de fournisseurs » et dans les conditions définies par le Ministre chargé de l'énergie, d'un appel à projets pour la période hivernale 2015-2016.

La régulation du secteur électrique

La Commission de Régulation de l'Énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000.

Les articles L. 131-1 et suivants du Code de l'énergie donnent une définition générale de la mission de la CRE, chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs 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 d'Électricité : 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 6.5.6.2.5 (« Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables »)).

6.5.4 Législation relative au marché du gaz

6.5.4.1 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.

6.5.4.2 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 1^{er} 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 1^{er} 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, modifié 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, qui ne peuvent être proposés que par GDF Suez et les ELD en charge de la fourniture de gaz.

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 1^{er} 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).

6.5.5 Les concessions de distribution publique d'électricité

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie et à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de l'ensemble de cette législation, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment constituées par des établissements publics de coopération intercommunale, de plus en plus souvent 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 l'ELD territorialement compétente) 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 (« Activités de distribution ») ci-avant.

6.5.6 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le groupe EDF exerce ses activités, à la réglementation en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations, de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

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

Réglementation en matière d'environnement

Les lois Grenelle 1 et 2

À la suite du Grenelle de l'environnement initié en 2007, le gouvernement français s'est engagé, dans la loi n° 2009-967 du 3 août 2009, dite « Grenelle 1 », à atteindre un certain nombre d'objectifs et à prendre certaines mesures environnementales en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables, d'atteinte de bon état des masses d'eau, de protection de la biodiversité, de prévention des risques pour l'environnement et la santé de gestion des déchets, ainsi qu'en matière de gouvernance écologique.

Ces engagements et objectifs ont été mis en œuvre par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010, dont un grand nombre de dispositions impactent les activités d'EDF. Une grande majorité des décrets d'application de la loi Grenelle 2 ont été publiés (86 % au 31 décembre 2012), mais un certain nombre d'entre eux, susceptibles de concerner EDF, restent en attente de publication (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national »)).

Participation du public en matière d'environnement

La loi n° 2012-1460 du 27 décembre 2012 relative à la mise en œuvre du principe de participation du public procède à une refonte de la procédure de participation du public applicable aux décisions de l'État et de ses établissements publics (autres que les décisions individuelles) ayant une incidence sur l'environnement à compter du 1^{er} janvier 2013. L'ordonnance précisant les modalités de consultation des décisions individuelles doit paraître dans le courant de l'année 2013.

Responsabilité environnementale (« LRE »)

La loi du 1^{er} août 2008 relative à la responsabilité environnementale (LRE), codifiée aux articles L. 160-1 à L. 165-2 du Code de l'environnement, a pour objet de favoriser la prévention et la réparation des dommages environnementaux d'une certaine gravité affectant les eaux, les sols et la biodiversité. La réparation est uniquement d'ordre écologique et doit permettre un retour des milieux naturels à l'état antérieur ou à un état équivalent.

Gestion équilibrée de la ressource en Eau

La 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 (autorisation) 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.

Protection de la biodiversité

En tant qu'occupant et usager des espaces naturels terrestres et aquatiques, EDF est directement concerné par les enjeux de biodiversité.

Pour protéger et restaurer la biodiversité, le Grenelle de l'environnement a fixé des objectifs ambitieux, tels que la mise en œuvre d'une stratégie nationale de création d'aires protégées terrestres (« SCAP ») plaçant sous protection forte, d'ici 2019, 2 % au moins du territoire terrestre métropolitain, et la constitution d'une trame verte et bleue (nouvel outil d'aménagement du territoire qui doit permettre « d'enrayer la perte de biodiversité » par

l'instauration de couloirs écologiques reliant des territoires protégés et permettant les migrations de la flore et de la faune).

Les dispositions relatives à la trame verte et bleue, codifiées aux articles L. 371-1 à L. 371-6 du Code de l'environnement, doivent être mises en œuvre, d'une part au moyen « d'orientations nationales » fixées par décret et d'autre part au moyen de « schémas régionaux de cohérence écologique » (« SRCE ») en cours d'élaboration par les Régions et l'État, en concertation avec l'ensemble des acteurs locaux. Le décret n° 2012-1492 du 27 décembre 2012 relatif à la trame verte et bleue (« TVB ») précise les composantes de la TVB, le contenu des orientations nationales pour la préservation et la remise en bon état des continuités écologiques ainsi que le contenu de la procédure d'élaboration des schémas régionaux de cohérence écologique (« SRCE »). Le dispositif doit encore être complété par le décret portant approbation des orientations nationales.

Obligation de reporting social et environnemental des entreprises (« RSE »)

Les articles L. 225-102-1 et R. 225-104 du Code de commerce imposent aux sociétés dont les titres sont admis aux négociations sur un marché réglementé, ainsi qu'aux sociétés dont l'effectif dépasse 500 salariés et dont le chiffre d'affaires ou le bilan dépasse 100 millions d'euros (pour ces dernières, selon un échéancier qui s'étale de 2012 à 2014), de communiquer dans leur rapport de gestion les informations sur la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leur activité ainsi que sur leurs engagements sociétaux en faveur du développement durable (*reporting* RSE). EDF et certaines de ses filiales sont concernées par ces dispositions.

L'article L. 225-102-1 du Code de commerce permet aux filiales et sociétés contrôlées de ne pas publier leurs informations RSE dès lors que celles-ci sont publiées par la société qui les contrôle, de manière détaillée par filiale ou par société contrôlée, et qu'elles indiquent comment accéder à ces informations dans leur propre rapport de gestion. De même, lorsque les filiales et sociétés contrôlées sont installées en France et qu'elles comportent des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE soumises à autorisation et à enregistrement), les informations fournies portent sur chacune d'entre elles lorsque ces informations ne sont pas consolidables.

Les informations sociales et environnementales fournies dans le rapport de gestion doivent faire l'objet, selon un échéancier qui tient compte, pour les sociétés non cotées, du nombre de leur salarié et de leur chiffre d'affaires, d'une vérification par un organisme tiers indépendant, dont les modalités de désignation sont fixées à l'article R. 225-105-2 du Code de commerce. Cette vérification donne lieu à une attestation relative à la présence dans le rapport de gestion de toutes les informations requises et à un avis motivé sur la sincérité des informations elles-mêmes. L'arrêté fixant les modalités selon lesquelles cet organisme conduira sa mission est toujours en attente de publication (voir section 6.6 (« Informations environnementales et sociétales »)).

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 6.6 (« Informations environnementales et sociétales »)).

Gaz à effet de serre

Système d'échange de quotas

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne n° 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée par la

directive n° 2009/29/UE du 23 avril 2009 et établissant un système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (« GES ») au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto (« directive ETS »).

En France, cette directive a été transposée et codifiée aux articles L. 229-5, R. 229-5 et suivants du Code de l'environnement. Le Groupe a une obligation annuelle de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO₂ 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 égale à 0,052 % du chiffre d'affaires réalisé au cours de l'année 2011 par les entreprises bénéficiaires de quotas de CO₂ au titre de la période allant du 1^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2012. À ce titre, EDF a versé 21 813 865 euros au premier semestre de l'année 2012. Le produit de la taxe avait pour objet de permettre à l'État de financer l'acquisition des quotas manquants pour les nouveaux entrants pour l'année 2011 (estimation : 30 millions de quotas). Les principaux secteurs mis à contribution étaient la production d'électricité et de gaz, les industries pétrolières, la chimie et la métallurgie. Cette taxe n'a pas été renouvelée par la loi de finances pour 2013.

En application de la directive ETS, modifiée en 2009, la 3^e période du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (« GES ») a débuté le 1^{er} janvier 2013. Les dispositions du Code de l'environnement consacrées à ce dispositif ont été modifiées en conséquence par une ordonnance du 28 juin 2012 (n° 2012-827) et son décret d'application du 3 décembre 2012 (n° 2012-1343). La règle pour le secteur électrique est désormais la mise aux enchères des quotas depuis le 1^{er} janvier 2013. Depuis cette date, EDF doit acheter l'intégralité de ses quotas. Un règlement n° 1031/2010/CE 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 d'EDF a été publié dans le Cahier des indicateurs du rapport annuel d'EDF en mars 2012.

Efficacité énergétique

Directive relative à l'efficacité énergétique

L'Union européenne a adopté le 25 octobre 2012 une directive relative à l'efficacité énergétique (n° 2012/27/UE). Cette directive, qui doit être transposée par les États membres avant le 5 juin 2014, a pour objectif de permettre à l'Union européenne d'atteindre d'ici 2020 son objectif de 20 % d'économies d'énergie. Dans ce but, la directive renforce les dispositions des directives existantes sur les services d'efficacité énergétique (2006/32/EC) et la cogénération (2004/8/EC), qu'elle abroge.

La directive comporte plusieurs dispositions susceptibles d'impacter les activités du groupe EDF, au premier rang desquelles l'obligation pour les États membres de réaliser chaque année un objectif d'économie d'énergie équivalent à une baisse annuelle des ventes d'énergie de 1,5 % par an cumulée sur la période 2014-2020, qui peut prendre la modalité d'une obligation de réduction des ventes pesant sur les distributeurs ou les fournisseurs d'énergie. Elle comprend également des dispositions relatives à l'information des clients sur leur consommation, à la promotion des services énergétiques, à l'efficacité de la production de chaleur et de froid ainsi que du transport et de la distribution de l'énergie.

Certificats d'économies d'énergie

Au niveau national, 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 deuxième période du dispositif, allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013, l'objectif total d'économies affiché est de 345 TWhc (contre 54 TWhc pour la première période). Le volume définitif sera arrêté et notifié au plus tard le 31 mars 2014, après déclaration certifiée par les entreprises obligées, via un expert-comptable ou un Commissaire aux comptes, des quantités annuelles d'énergie 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.

L'État français a entamé en 2012 des discussions avec les parties prenantes sur l'objectif d'économies d'énergie pour la troisième période du dispositif des certificats d'économies d'énergie (2014-2016) et les modalités de ce dispositif. Le niveau de contrainte pesant sur les énergéticiens dans le cadre de la troisième période du dispositif national des certificats d'économies d'énergie pourrait être durci en fonction des modalités retenues pour la transposition de la directive efficacité énergétique. Dans ce contexte, EDF fait des propositions pour optimiser le coût et l'efficacité du dispositif pour les parties prenantes.

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 aéroréfrigérantes 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, à compter du 1^{er} janvier 2013, une obligation de déclaration obligatoire des quantités et des usages des substances nanoparticulaires ou des nanomatériaux produits, distribués ou importés en France, ainsi qu'une mise à disposition du public et des autorités de contrôle des informations relatives à ces substances. Les informations à

déclarer ainsi que les modalités de la déclaration ont été précisées par un arrêté du 6 août 2012. EDF est susceptible d'être concerné par ce dispositif en tant qu'utilisateur de substances à l'état nanoparticulaire.

Exposition aux champs électromagnétiques (« CEM »)

En application de la loi Grenelle 2, le décret n° 2011-1697 du 1^{er} 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 1^{er} 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 à enregistrer la monochloramine fabriquée *in situ* sur certaines centrales nucléaires.

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 biocides¹, transposée aux articles L. 522-1 et suivants du Code de l'environnement, a notamment mis en place un régime d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides sur le territoire européen. Elle sera abrogée en septembre 2013, date d'entrée en vigueur du nouveau règlement Biocides n° 528/2012 du 22 mai 2012. Celui-ci vise notamment à simplifier la procédure actuelle d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides et à élargir son champ d'application. Dans ce nouveau contexte réglementaire, EDF pourrait être concerné en tant que fabricant de monochloramine et d'hypochlorite de sodium du fait de l'extension du champ d'application de ce futur règlement à la génération *in situ* de substances actives. Le cas échéant, des demandes d'autorisation devraient être constituées et déposées avant 2017.

6.5.6.2 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF

6.5.6.2.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE »)

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. Depuis le 1^{er} juin 2012, les régimes de l'étude d'impact et de l'enquête publique ont été réformés.

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.

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. En application de l'article L. 516-1 du Code de l'environnement, 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 et, depuis le décret n° 2012-633 du 3 mai 2012, pour certaines installations ICPE soumises au régime de l'autorisation et de l'enregistrement (article R. 516-2 du Code de l'environnement). La liste des ICPE nouvellement concernées par l'obligation de constituer des garanties financières, à compter du 1^{er} juillet 2012 ou du 1^{er} juillet 2017, est fixée en annexe d'un arrêté du 31 mai 2012. Les modalités de détermination et de constitution de ces garanties financières sont fixées respectivement par un arrêté du 31 mai et du 31 juillet 2012. Le groupe EDF exploite des installations concernées par ce nouveau dispositif.

Les garanties financières 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 des installations, les interventions éventuelles en cas d'accident avant ou après la fermeture, et la remise en état après fermeture. Elles ne couvrent pas les indemnités 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.

Installations Seveso

Les ICPE dites « Seveso » sont soumises aux dispositions de la directive n° 96/82/CE (dite « Seveso 2 ») et à compter du 1^{er} juin 2015 aux dispositions de la directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »)

Ce projet de révision, qui devrait s'appliquer à compter du 1^{er} 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 vont 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. Des dispositions législatives et réglementaires doivent être adaptées dans le courant de l'année 2013.

Dispositions en matière d'hygiène et de sécurité

La directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (dite « IED ») a révisé et refondu en un texte unique plusieurs textes existants dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc. Son chapitre III concerne EDF puisqu'il traite des installations de combustion que l'on trouve notamment dans les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence applicables à ces centrales sont fonction du type d'installation et du combustible, et en particulier de la puissance thermique nominale des installations de combustion en cause. Cette directive, partiellement transposée en droit national par l'ordonnance n° 2012-7 du 5 janvier 2012 (codifiée aux articles L. 515-28 à L. 515-31 du Code de l'environnement), a pour effet d'élargir le champ d'application de la directive IPPC à de nouvelles activités, de renforcer la portée des meilleures techniques disponibles (« MTD ») sur lesquelles seront fondées

les valeurs limites d'émission fixées, d'entraîner un réexamen périodique des conditions d'exploitation pour tenir compte de l'évolution des MTD et d'imposer, dans certains cas, la réalisation d'un « rapport de base » sur l'état des sols. Un projet de décret et plusieurs projets d'arrêté d'application sont en cours d'élaboration. Sur ce dernier point, l'article 1 du décret n° 2013-5 du 2 janvier 2013 relatif à la prévention et au traitement de la pollution des sols précise qu'un état des sols intermédiaire sera désormais exigé en cas de modification substantielle de l'installation et qu'en cas de pollution, des mesures devront être proposées par l'exploitant.

6.5.6.2 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 modifié 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 chargés de la sûreté nucléaire 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 mentionne l'identité de l'exploitant, la nature de l'installation, sa capacité maximale et son périmètre. Il 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 sécurité, la santé et la salubrité publiques, ainsi que la protection 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, en ce qui concerne les décisions fixant les limites de rejets de l'installation dans l'environnement.

D'autres prescriptions sont également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou 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 exploitées par EDF sont soumises à la réglementation en matière de sûreté nucléaire. Ainsi, la demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment un rapport préliminaire de sûreté (« RPS »), une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de démantèlement et une étude de maîtrise des risques (« EMR »). 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 publiques ou de protection de la nature et de l'environnement. Un plan d'urgence interne (« PUI ») précise les mesures d'organisation, les méthodes d'intervention et les moyens nécessaires mis en œuvre par l'exploitant en cas de situation d'urgence. Ce dernier doit rédiger en outre un rapport annuel, soumis au CHSCT (Comité d'hygiène, de sécurité et des 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 par l'exploitant, notamment à l'ASN et au représentant de l'État dans le département du lieu de l'incident ou de l'accident.

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 de 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 l'exposition aux rayonnements ionisants et sur les mesures de sûreté et de radioprotection prises pour prévenir ou réduire ces risques ou exposition.

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, telles que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation ou agrément.

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 qui définit les prescriptions relatives au démantèlement. 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 »)). 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 »)). 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 »)).

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 trois 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 peuvent être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et doivent faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions est contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le Ministre chargé de l'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 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, 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, le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) est notamment chargé d'examiner et de rendre un avis sur le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture (voir section 16.2.3.2 (« Comité de suivi des engagements nucléaires »)).

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 a fixé un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. 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 utilisé 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, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger. Ces régimes sont issus de la directive n° 96/29 Euratom du Conseil du 13 mai 1996 dite « normes de base », en cours de révision.

La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-8 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés et, en particulier, fixe une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

Les dispositions relatives au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines sont fixées dans le Code de la santé publique.

La 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 (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles) ;
- au-delà de ce montant, les États membres adhérents à la convention de Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 345,3 millions d'euros ;
- 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 des conventions de Paris et 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 (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident. Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et 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 parties 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 2012, treize 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. Le 21 mars 2012, le Premier ministre a présenté un projet de loi ratifiant l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012 et modifiant le Code de l'environnement, le Code de la santé publique et le Code de la défense. L'ordonnance qu'il est proposé de ratifier a inséré, dans le Code de l'environnement, l'ensemble des dispositions relatives à la

transparence, à la sûreté, à la gestion des déchets et à la responsabilité civile dans le domaine des activités nucléaires. Comme demandé par le Conseil de politique nucléaire, le projet de loi augmente le plafond d'indemnisation en cas d'accident nucléaire de 91,5 à 700 millions d'euros.

Par ailleurs, le 28 mars 2012, le ministre des affaires étrangères et européennes, a présenté un projet de loi autorisant l'approbation du protocole commun relatif à l'application de la convention de Vienne et de la convention de Paris. Ce protocole commun établit une passerelle entre la convention de Paris, qui couvre les pays d'Europe de l'Ouest, et la convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires, qui couvre (entre autres) les pays d'Europe de l'Est. Il permet aux parties à l'une de ces deux conventions (Paris ou Vienne) qui adhèrent au protocole de bénéficier de la couverture assurée par l'autre convention. Le Sénat a inscrit officiellement à son ordre du jour en séance publique l'examen de ce dernier projet de loi le 16 avril 2013.

Protection des installations et matières nucléaires

La réglementation sur la protection et le contrôle des matières nucléaires régie par l'article L. 1333-1 du Code de la défense a pour objet de détecter et prévenir la perte, le vol ou le détournement des matières nucléaires détenues dans des installations, ou en cours de transport, ou tout acte visant à les altérer, les détériorer ou les disperser.

Cette réglementation a été entièrement refondue par le décret n° 2009-1120 du 17 septembre 2009 relatif à la protection et au contrôle des matières nucléaires, de leurs installations et de leur transport, codifié dans le Code de la défense. Ce décret a eu pour principal objet d'étendre la protection des matières nucléaires aux installations les abritant. Plusieurs arrêtés publiés en 2011 précisent les obligations des opérateurs.

Pour les CNPE, l'arrêté du 10 juin 2011 est basé sur la défense en profondeur des cibles, à savoir les matières nucléaires, les équipements ou les fonctions dont la défaillance ou l'endommagement engendrés par un acte de malveillance sont susceptible d'entraîner des conséquences radiologiques. Ainsi, l'opérateur doit mettre en place plusieurs lignes de protection matérialisées par 6 zones (ex : zones à accès contrôlé, zone vitale, zone interne...).

L'arrêté du 10 juin 2011 relatif à la protection physique des installations abritant des matières nucléaires dont la détention relève d'une autorisation impose un certain nombre d'obligations à l'opérateur, pour lesquelles il devra s'être mis en conformité au plus tard le 6 juillet 2016.

L'arrêté du 9 juin 2011 développe le système de suivi physique des matières nucléaires ainsi que les conditions de la comptabilité pour les matières nucléaires et les obligations qui pèsent sur l'opérateur. Ainsi, l'opérateur s'assure notamment que le suivi physique et la comptabilité sont protégés contre les actions de malveillance identifiées lors de la délivrance de l'autorisation.

6.5.6.2.3 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 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable 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 6.5.8 (« 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, avec notamment des problématiques spécifiques concernant les outils de production dans les DOM et les

systèmes de secours, dont les niveaux de pollution nécessitent de négocier des dispositions adaptées.

Les activités de production thermique à flamme sont également soumises aux dispositions des directives Seveso 2 et 3 et à l'obligation de constitution des garanties financières (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement »)). Les textes réglementaires et législatifs de transposition doivent être adoptés dans le courant de l'année 2013.

6.5.6.2.4 Réglementation applicable aux installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par 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 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, à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques (voir section 6.5.6.1 (« 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 par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret, qui inscrit aujourd'hui les concessions dans le régime juridique des délégations de service public, prévoit une procédure de mise en concurrence de la concession arrivant à échéance. L'ancien droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant a été supprimé du fait de sa non-compatibilité avec le droit issu des traités communautaires.

Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, feront l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques, versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes 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 nouvelle concession ou concession renouvelée. Le décret a déterminé à ce jour trois 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 désormais d'une durée de 5 ans (contre 11 ans auparavant).

6.5.6.2.5 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 (« EnR ») dans la consommation d'énergie.

L'un des cinq textes composant le Paquet Climat est la directive n° 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite directive « ENR ». Elle fixe la répartition de l'effort de 20 % d'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.

En application de l'article 4 de la directive ENR précitée, la France a élaboré son Plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (2009-2020). Ce Plan reprend les objectifs de la Programmation pluriannuelle des investissements (« PPI ») et fixe, conformément à la loi Grenelle, un objectif national de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020.

Pour atteindre cet objectif, la loi Grenelle 2 a créé de nouveaux instruments de planification territoriale en vue de permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable. Parmi ceux-ci :

- les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (« SRCAE »), dont le régime juridique est fixé aux articles L. 222-1 à L. 222-3 et R. 222-1 à R. 222-7 du Code de l'environnement. Certaines régions ont adopté leur SRCAE, pour d'autres, ces plans sont encore en cours d'élaboration ;
- les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (« S3RER »), dont le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 précise la composition, les modalités d'approbation, la gestion des capacités d'accueil ainsi que les modalités financières de raccordement des producteurs d'électricité.

En application de l'article 15 de la directive ENR, une ordonnance du 14 septembre 2011 a modifié le régime juridique des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération, fixé aux articles L. 314-14 et suivants du Code de l'énergie. Les modalités de mise en œuvre de ce nouveau régime ainsi que les modalités de désignation de l'organisme en charge de la gestion des garanties d'origine (délivrance, transfert, annulation) sont fixées dans le décret n° 2012-62 du 20 janvier 2012. En tant que producteur et acheteur obligé d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (hydroélectricité), le groupe EDF est concerné par ces dispositions.

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 des installations marines utilisant les énergies renouvelables aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de traverser les zones littorales (article L. 146-4 du Code de l'urbanisme).

6.5.6.2.6 Réglementation applicable à la production de l'énergie éolienne

La construction d'éoliennes terrestres est soumise, en application des articles R. 421-1 et R. 421-2 du Code de l'urbanisme, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur égale ou supérieure à 12 mètres. La construction d'éoliennes implantées sur le domaine public maritime est dispensée de permis de construire, conformément à l'article R. 421-8-1 du Code de l'urbanisme.

En outre, en application de la loi Grenelle 2, les éoliennes terrestres sont désormais soumises à la nomenclature des ICPE, sous le régime de l'autorisation ou de la déclaration (voir section 6.5.6.2.1 (« 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 ou, en cas de défaillance, la société mère, est responsable du démantèlement des éoliennes et de la remise en état du site, en fin d'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité (articles L. 553-3 et R. 553-1 du Code de l'environnement). À cette fin, il doit constituer des garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

6.5.7 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie

Inspiré des règles issues de la directive Abus de marché n° 2003/6/CE applicable aux marchés financiers (voir section 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.

6.5.8 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.

6.5.8.1 Réglementation future au niveau communautaire

Réglementation des concessions de services

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° 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, soumises aujourd'hui à la loi Sapin sur les délégations de services publics, devrait être modéré, sauf en ce qui concerne les possibilités de suréquipements tels qu'issus de la loi POPE de 2005.

Le vote définitif du texte est annoncé pour courant 2013.

Environnement

7^e programme d'action en matière d'environnement (« PAE »)

À la suite de l'expiration du 6^e programme d'action pour l'environnement en juillet 2012, la Commission européenne a publié le 29 novembre 2012 sa proposition de 7^e programme. Celui-ci est destiné à orienter la politique de l'Union européenne jusqu'en 2020. Dans ce programme, la Commission définit neuf objectifs prioritaires parmi lesquels : protéger la nature et renforcer la résilience écologique, stimuler une croissance durable, efficace dans l'utilisation des ressources et à faibles émissions de carbone, et répondre efficacement aux menaces liées à l'environnement qui pèsent sur la santé.

Cette proposition sera examinée par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne dans les mois à venir. Une fois approuvé, le nouveau PAE sera intégré dans la législation de l'UE.

Qualité des sols

Dans le cadre de sa proposition de 7^e PAE, la Commission européenne a exprimé le souhait de traiter les problèmes de qualité des sols dans un cadre juridique contraignant. La proposition de directive définissant un cadre pour la protection des sols, adoptée par le Parlement européen en 2007 et rejetée par le Conseil, pourrait être à nouveau examinée.

Évaluation environnementale

La Commission européenne a présenté le 26 octobre 2012 une proposition de directive modifiant la directive relative aux études d'impact (directive n° 85/337/CE du 27 juin 1985, modifiée par la directive 2011/92/UE du 13 décembre 2011 publiée au JOUE du 28 janvier 2012). Les modifications apportées sont susceptibles d'impacter les procédures d'autorisations applicables aux projets du groupe EDF.

Utilisation des ressources

Dans le cadre de sa proposition de 7^e PAE, la Commission européenne a confirmé sa feuille de route pour une Europe efficace dans l'utilisation des ressources, publiée en septembre 2011. Son objectif est de faire de l'Union une économie efficace dans l'utilisation des ressources, verte, compétitive et à faibles émissions de carbone.

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.

6.5.8.2 Réglementation future au niveau national

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 : au 31 décembre 2012, 86 % d'entre eux ont été publiés¹.

Devraient être publiés en 2013 :

- un projet de décret relatif à l'information sur les risques de pollution des sols (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)) ;
- un projet de décret relatif à la protection des biotopes, des habitats naturels et des sites d'intérêt géologique et fixant les conditions d'application de l'article 124 de loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement ;
- un projet de décret portant approbation des orientations nationales pour la préservation et la remise en bon état des continuités écologiques.

Installations classées pour la protection de l'environnement

La directive relative aux émissions industrielles dite IED n'ayant été que partiellement transposée (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (« ICPE » »)), un nouveau texte viendra compléter cette transposition, notamment pour ce qui concerne les dispositions applicables aux GIC.

PCB

Un projet de réforme de la réglementation sur les PCB (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)) 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.

Santé et environnement

Une proposition de loi relative à l'indépendance de l'expertise en matière de santé et d'environnement et à la protection des lanceurs d'alerte est en cours de discussion au Parlement.

La proposition de loi adoptée le 21 novembre 2012 par le Sénat et le 31 janvier 2013 par l'Assemblée nationale prévoit notamment la création d'une Commission nationale de la déontologie et des alertes en matière de santé et d'environnement et la reconnaissance d'un droit d'alerte. La proposition va faire l'objet d'une seconde lecture au sein de chaque assemblée.

Conférence environnementale

Lors de la « Conférence environnementale » qui s'est tenue les 14 et 15 septembre 2012, le gouvernement français a annoncé une série de mesures susceptibles d'avoir un impact important sur les activités du groupe EDF parmi lesquelles : l'ouverture d'un grand débat national sur la transition énergétique et écologique qui débouchera sur l'adoption d'une nouvelle loi au premier semestre 2013 ; l'adoption d'une nouvelle loi-cadre sur la « biodiversité » et une réforme de la fiscalité écologique.

Fessenheim

En septembre 2012, les pouvoirs publics ont annoncé la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim fin 2016. Cette fermeture devra s'accompagner d'une indemnisation intégrale du préjudice qu'elle occasionne à la Société.

1. Quatrième rapport annuel au Parlement sur la mise en œuvre des engagements du Grenelle de l'environnement (2012).

6.6 Informations environnementales et sociétales

La présente section comprend les informations que le groupe EDF est tenu de publier conformément aux dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce et du décret du 24 avril 2012 d'application de la loi Grenelle 2, qui obligent les entreprises à présenter la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités et leurs engagements sociétaux en faveur du développement durable.

Les informations sociales figurent au chapitre 17 (« Salariés – Ressources Humaines »).

Les informations environnementales et sociétales présentées dans la section 6.6 (« Informations environnementales et sociétales ») sont complétées par les indicateurs de développement durable présenté en annexe E du présent document de référence, ainsi que le rapport d'assurance des Commissaires aux comptes sur les indicateurs.

6.6.1 Démarche de développement durable

Fort de ses valeurs de respect, de responsabilité et de solidarité au service de la performance dans une exigence d'intégrité, le groupe EDF met en œuvre une stratégie tournée vers l'intérêt général et fondée sur une démarche de responsabilité d'entreprise.

Cette démarche se manifeste notamment à travers la recherche permanente de la sécurité des personnes et de la sûreté des installations industrielles, tout en contribuant à la sécurité d'un approvisionnement électrique de qualité et compétitif, proposé dans chaque pays où le Groupe opère.

Les politiques du groupe EDF s'inscrivent dans cette démarche de responsabilité d'entreprise :

- la stratégie du Groupe à horizon 2020, présentée lors l'Assemblée générale de 2011 ;
- la politique de développement durable de niveau Groupe, signée en 2009, par toutes les sociétés du Groupe, se décline elle-même en politique environnementale, sociétale, et de gouvernance ;
- une démarche globale en matière de ressources humaines et dans le domaine social baptisée Vision RH ; elle se décline en des politiques Groupe (diversité, égalité professionnelle, handicap...) et à travers un accord mondial de Responsabilité Sociale de l'Entreprise signé avec les organisations syndicales de 16 sociétés du Groupe ;
- une Charte éthique Groupe en cours de déploiement, qui vient succéder au Mémento éthique mis en place par EDF en 2007.

La politique du groupe EDF en matière environnementale et sociétale est adossée aux principes du Pacte mondial des Nations unies (adhésion en 2001). Le Groupe a formalisé son action dans une politique de développement durable, qui, en s'appuyant sur la démarche éthique d'EDF, répond aux grands enjeux du Groupe. Elle se traduit par une politique environnementale axée sur la lutte contre le changement climatique et la protection de la biodiversité, ainsi qu'une politique sociétale privilégiant l'accès à l'énergie, la responsabilité territoriale et l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie.

6.6.1.1 Pilotage du développement durable

La gouvernance du développement durable s'articule autour des organisations, systèmes et instances de pilotage suivants :

- une Direction du Développement Durable dont la mission est de coordonner et accompagner les directions d'EDF et les sociétés du Groupe dans la réalisation des engagements de la politique de développement durable et d'en assurer le reporting. La Direction du Développement Durable a défini quatre grands axes d'action : le dialogue avec les parties prenantes, l'économie verte et solidaire (financement du modèle économique et intégration de la dimension développement durable

dans tous les métiers), le développement durable dans les projets et le *management* du développement durable (animation Groupe) ;

- un système de management environnemental (« SME ») déployé dans toutes les entités (voir section 6.6.2.1.1 (« Organisation et certification ISO 14001 »)) ;
- un Comité de développement durable Groupe (*Group Sustainable Development Committee*), créé fin 2008, qui réunit les responsables du développement durable des principales filiales, participations et directions du Groupe. Dans le respect des règles d'autonomie des entités du Groupe, il a pour missions d'assurer la mise en œuvre de la politique développement durable du Groupe, de coordonner les actions dans le cadre de la certification ISO 14001 Groupe et de favoriser le partage d'expériences et de bonnes pratiques entre les sociétés et entités qui le composent. En 2012, il s'est réuni trois fois pour suivre l'avancement de la Charte éthique de niveau Groupe, examiner les conditions d'un dialogue renforcé des sociétés du Groupe avec leurs parties prenantes, évaluer les conditions d'acceptabilité des installations industrielles de ces filiales, participations et directions, étudier la pertinence de l'actuelle politique développement durable du Groupe au regard des nouvelles données environnementales et sociétales mondiales, engager une réflexion sur la mise en place d'engagements de responsabilité d'entreprise communs aux filiales, participations et directions du Groupe, et débattre des enjeux d'une politique biomasse ;
- un criblage des projets au travers du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) : les projets d'investissements les plus importants du Groupe sont soumis, avant leur examen en Comité des engagements du Comité exécutif, à une évaluation au regard de leur exposition aux risques de « non-réalisation d'engagements de développement durable ».

6.6.1.2 Formation des managers et des salariés au développement durable

EDF s'est engagé dans un programme de sensibilisation et de prise en compte des enjeux du développement durable pour ses *managers* et salariés, via :

- un système d'intégration des enjeux du développement durable dans la conduite de projets. Depuis avril 2012, le référentiel *management* de projet a été mis à jour pour mieux prendre en compte la dimension développement durable et le suivi des investissements. Il intègre désormais le développement durable et la performance économique dans toutes leurs dimensions : analyse du cycle de vie environnemental du projet, contribution au développement économique local, suivi des investissements, intégration de clauses sociales dans les contrats d'achats, conformité aux actions de concertation réglementaires... Réalisé avec les directions et les sociétés, il sera déployé sur l'ensemble du Groupe en 2013 ;
- Il s'accompagne d'un outil d'aide au diagnostic territorial, de sessions de formation adaptées, de la mise à disposition d'une cartographie des parties prenantes et de la méthodologie Durabilis, outils qui les aident à élaborer des plans d'action développement durable et les incitent à identifier les parties prenantes concernées par leur projet, les conséquences du projet sur l'emploi local, la création de valeur sur un territoire, la sécurisation des conditions de travail, l'utilisation raisonnée des ressources locales, les impacts sur la biodiversité. Testée à l'échelle du Groupe en 2011 (EDF Energy, EDF Énergies Nouvelles, EDF...), la méthodologie Durabilis a été déployée en 2012 par les directions métiers d'EDF dans le cadre du programme « améliorer la réussite des projets » ;
- une communauté *management* de projet, en cours de création, pour animer un réseau de chefs de projet ;
- la mise en place sur deux jours d'un module de formation obligatoire « Les fondamentaux de la Direction Commerce » pour tout nouvel arrivant, qui intègre les nouveaux contextes réglementaires, les enjeux de performance énergétique et les dangers du produit électricité ;

- une Académie « Savoirs communs », où tous les nouveaux arrivants de la Division du Parc Nucléaire reçoivent une formation sur la certification ISO 14001, la gestion des déchets industriels et nucléaires et l'éthique ;
- des Académies spécifiques aux métiers de la production, qui intègrent des modules environnement (exemples : amibes et légionelles, réglementation environnementale pour les ingénieurs) ;
- des journées thématiques (*Workshop* sociétal en janvier 2012 ayant permis de sensibiliser 80 chefs de projets à la prise en compte des attentes des parties prenantes ; journée de l'éco-conception à destination des délégués développement durable de l'ingénierie pour renforcer l'intégration de l'éco-conception dans les projets industriels) ;
- l'édition de guides méthodologiques sur la prise en compte de la biodiversité dans les métiers opérationnels (hydraulique et gestion des bâtiments en 2011, nucléaire et réseaux en 2012) ;
- l'introduction depuis 3 ans d'un volet « Achats responsables » dans le stage de formation au métier d'acheteur suivi par tout nouvel arrivant (1 435 heures dispensées en 2012) et la mise en place d'une formation spécifique de 2 jours « Achats et développement durable » (1 000 heures dispensées depuis 2010) ;
- la tenue de conférences « Villes durables », qui permettent aux équipes en charge de la stratégie, des relations aux collectivités territoriales, de la recherche et du développement durable de partager les retours d'expériences d'urbanistes, d'architectes, de sociétés d'aménagement du territoire, de maires, d'experts ministériels ou d'instituts de recherche. Quatre conférences ont eu lieu en 2012 sur les initiatives portées par la ville de Malmö en Suède, la mixité dans la ville, les mutations et la biodiversité urbaines ;
- le lancement en mai 2012 d'une « Communauté développement durable » sur le site intranet d'EDF, qui favorise les échanges de bonnes pratiques initiées par les directions métiers et sensibilise les salariés aux mutations de leur environnement (40 000 pages vues) ;
- la proposition aux salariés de l'entreprise, via le dispositif « Wattitude » sur intranet, d'offres et de produits à tarif préférentiel pour réduire leurs consommations personnelles d'énergie et leur empreinte carbone, accompagnées d'un programme pédagogique de sensibilisation aux gestes éco-responsables dans leur vie privée ;
- l'intégration de critères développement durable dans le calcul de l'intéressement du personnel (deux critères sur cinq au total : taux de valorisation des déchets dont EDF est responsable et taux de salarié ayant suivi au moins une action de formation dans l'année ; l'atteinte de ces objectifs entre à proportion de 40 % dans l'intéressement des salariés).

Par ailleurs, un module « Environnement » a été intégré dans la formation des prestataires du nucléaire.

En 2012, EDF et ERDF ont priorisé la sensibilisation des salariés à la réduction des déchets industriels, en lançant le concours intermétiers « Ça déborde, à vous de jouer ». Objectif : repérer les pratiques innovantes qui produisent moins de déchets à la source et les faire partager en vue de les industrialiser. Cette opération compte parmi les 35 initiatives de l'entreprise labellisées par l'ADEME dans le cadre de la 4^e édition de la Semaine européenne de réduction des déchets (17 au 25 novembre 2012). Plus de 130 équipes ont déposé leur dossier autour de quatre thématiques : réduction de la quantité des déchets, réduction de leur dangerosité, optimisation de la gestion des déchets de chantier et réduction des déchets de bureau. Le concours s'est accompagné d'une journée nationale intermétiers, consacrée à la prévention et l'optimisation des déchets conventionnels.

Au Royaume-Uni, tous les salariés d'EDF Energy suivent désormais une formation obligatoire sous forme d'*e-learning* (*Sustainable Steps*) qui leur présente les engagements de développement durable pris par l'entreprise. Plus de 6 400 salariés l'ont déjà suivie (41 % des effectifs). Dans son plan de carrière *Coaching for performance*, chacun d'entre eux doit définir une action en lien avec le développement durable, chaque action faisant l'objet d'un suivi managérial. En 2012, 76 % des salariés ont formalisé une action. Initiée en 2011, la formation des dirigeants dédiée à l'intégration du développement durable dans leurs critères de décision et à l'évaluation des opportunités qu'offre le développement durable dans leur modèle d'affaire

s'est poursuivie avec l'Université de Cambridge (73 dirigeants formés en 2012) et le programme est étendu désormais aux salariés en charge opérationnelle de programmes touchant à la responsabilité d'entreprise. Enfin, EDF Energy a mis en place le dispositif *Company Incentive Plan* (« CIP »), qui intègre des critères d'intéressement des salariés fondés sur la tenue des engagements de performance économique, environnementale et sociale de l'entreprise.

6.6.2 Informations environnementales

6.6.2.1 Politique environnementale

6.6.2.1.1 Organisation et certification ISO 14001

Le système de management environnemental (« SME ») est déployé dans les entités du Groupe. Il est organisé, à l'échelle du Groupe, de façon à coordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements environnementaux de la politique développement durable du Groupe via une animation assurée par un Directoire et des groupes thématiques.

En 2011 et pour la troisième fois, Afnor certification a renouvelé pour 3 ans la certification ISO 14001 du Groupe, obtenue en 2002.

Des sociétés du Groupe, certifiées ISO 14001, ambitionnent de rejoindre ce certificat Groupe en 2013.

En 2012, EDF, ses filiales et participations représentant 98 % du chiffre d'affaires consolidé sont certifiées ISO 14001.

En France, dans le cadre du fonctionnement du SME, EDF a structuré son approche dans un programme de management environnemental (« PME »).

Le programme, validé lors de la revue du SME en Directoire environnement du 21 mars 2012, vise à consolider les actions environnementales en vue d'atteindre les objectifs de la politique de développement durable d'EDF.

Les actions les plus significatives sont les suivantes :

- poursuivre la réduction des émissions de CO₂ du Groupe par l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire et par l'adaptation de son mix énergétique (développement des EnR et mise en service de nouvelles unités de production, notamment des cycles combinés à gaz) ;
- limiter les impacts environnementaux, notamment sur la biodiversité ;
- améliorer la gestion et la valorisation des déchets conventionnels ;
- passer au crible des critères de développement durable les projets d'investissement de développement et de maintenance des installations industrielles ;
- maintenir le bon niveau de sensibilisation du management et des salariés ;
- démontrer l'amélioration continue et les performances ;
- mieux valoriser les efforts des salariés à l'atteinte des résultats ;
- améliorer encore l'organisation assurant la conformité réglementaire des activités.

Au niveau international, lors de la revue annuelle du SME du 29 juin 2012, les membres du *Sustainable Development Committee* ont défini les grandes orientations suivantes :

- poursuivre la mise en place des plans d'actions d'adaptation au changement climatique décidés par chaque structure ;
- continuer l'intégration des sociétés certifiées dans le certificat ISO 14001 Groupe ;
- mettre en œuvre les engagements du Groupe dans le domaine de l'eau (voir section 6.6.2.4.2 (« Gestion de la ressource en eau »)),
- partager les éléments méthodologiques d'une empreinte carbone Groupe (bilan gaz à effet de serre).

6.6.2.1.2 Pilotage des risques environnementaux

La cartographie et le niveau de maîtrise des risques sont élaborés par la Direction Contrôle des Risques Groupe en relation avec l'ensemble des filiales et des entités du Groupe. Elle intègre dans son périmètre les risques environnementaux d'EDF.

Les éléments les plus significatifs, en termes d'enjeux économiques et financiers, relatifs aux risques environnementaux portent sur les sujets suivants :

- déploiement des actions d'efficacité énergétique et obtention des certificats associés ;
- impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets ;
- préservation de la biodiversité ;
- gestion de la ressource en eau ;
- émissions de gaz à effet de serre ;

Ces risques sont totalement intégrés au SME d'EDF et font l'objet de plans d'actions découlant des orientations de la politique de développement durable du Groupe.

Moyens consacrés à la prévention des risques et pollutions

Pour maîtriser ses risques d'accidents industriels, pouvant porter atteinte au milieu naturel et à la santé publique, EDF met en œuvre :

- des inspections et des audits sur les sites de production (voir section 6.6.2.2.1 (« La sûreté nucléaire ») et 6.6.2.2.2 (« La sûreté hydraulique »)) ;
- des exercices de crise. En 2012, 195 exercices (dont 12 exercices nationaux avec les pouvoirs publics français) ont été réalisés sur les 19 centrales du parc nucléaire français ;
- une politique active d'investissements ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées.

Durant l'année 2012, il n'y a pas eu d'événements significatifs majeurs¹ sur l'environnement.

6.6.2.1.3 Incidents environnementaux

Chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements potentiels qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise des exercices de crise correspondants, dispose de son dispositif de suivi et communique sur les événements environnementaux de sa responsabilité.

Ces événements d'importance mineure relèvent le plus souvent de problèmes rencontrés en exploitation, du type : déversement de faible volume et très localisés de produits hydrocarbures, rejets de poussière dans l'air, pollution historique de sols, variation de débit réservé à l'aval d'ouvrages hydrauliques.

Chaque événement est analysé individuellement et la revue globale du système de management certifié ISO 14001 permet de définir les actions correctives à lancer pour éviter leur renouvellement.

6.6.2.1.4 Recherche et développement dans le domaine environnemental

La R&D d'EDF, à travers ses actions d'anticipation de moyen et long termes, prépare l'avenir du Groupe et répond à ses enjeux environnementaux (voir chapitre 11 (« Recherche et développement, brevets et licences »)).

Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes priorités :

- consolider un mix énergétique « décarboné » ;
- favoriser une demande énergétique flexible et bas carbone ;
- adapter le système électrique aux nouveaux enjeux.

Les principaux axes de travail 2012 sur le thème du développement durable sont :

- la maîtrise de l'impact des installations nucléaires sur l'environnement : i) intensification de la recherche autour de la sûreté, de l'environnement (agressions externes) et de la durée de vie ii) nouveaux sujets comme la réhabilitation d'une zone habitée évacuée après un accident nucléaire ;
- l'amélioration de la compétitivité et de la disponibilité des centrales nucléaires, avec pour objectif de produire autant d'électricité en consommant moins de combustible. À cet effet, des instrumentations innovantes ont été développées en 2012 pour identifier les pertes d'énergie et de rendement dans les principaux circuits des centrales et pour évaluer les marges de puissance supplémentaires qui pourraient être dégagées en toute sûreté ;
- le renforcement des investissements dans de nouveaux moyens d'essais pour accompagner les offres d'efficacité énergétique par la création en 2012 de deux nouveaux laboratoires (le premier dédié aux bâtiments à basse consommation et le second aux nouvelles techniques d'éclairage) ;
- la participation à cinq projets d'Instituts d'excellence dans les énergies décarbonées, dans le cadre des Investissements d'avenir : i) l'Institut photovoltaïque Île-de-France (« IPVF »), qui vise les ruptures technologiques pour une énergie photovoltaïque compétitive dans le marché, ii) France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer, iii) SuperGrid sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés, iv) Efficacity sur la ville durable et v) Vedecom sur la mobilité électrique.

Par ailleurs, EDF est l'investisseur principal de Electranova Capital, fonds de capital-risque pour les *start-up* spécialisées dans les « *cleantech* » lancé en mai 2012 avec le soutien d'Allianz et en partenariat avec Iinvest Partners. Le fonds Electranova Capital, doté d'une capacité d'investissement minimum de 60 milliards d'euros, a vocation à favoriser l'émergence de projets innovants dans les nouvelles technologies afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone. Electranova Capital a réalisé en 2012 ses deux premiers investissements.

6.6.2.2 Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers

6.6.2.2.1 La sûreté nucléaire

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

En 2012, EDF a publié ses dispositions et engagements en matière de sûreté nucléaire dans un document unique qui formalise la politique de sûreté nucléaire du Groupe. Elle a été intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) qu'externes (*peer review* entre les entreprises membres de l'association WANO² et audits OSART³ conduits par les experts de l'AIEA⁴) (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

1. Événement significatif majeur pour l'environnement : accident ou incident ayant des conséquences graves pour l'environnement (impact sur la santé humaine, la biodiversité, les ressources naturelles) ou des conséquences pour le Groupe : pénales, financières (réparation des dommages, règlement des contentieux) ou de réputation.
2. World Association of Nuclear Operators, Association des exploitants nucléaires mondiaux.
3. Operational Safety Review Team.
4. Agence internationale de l'énergie atomique.

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »). 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 » (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

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

En 2012, quatre bases opérationnelles ont été déployées (bases régionales de Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey) et des exercices de simulation ont été réalisés (réalimentation en eau, air et électricité).

Dans l'objectif de maintien d'un parc nucléaire performant et sûr, au-delà des 40 ans de fonctionnement, EDF met en œuvre le programme « Grand carénage » (rénovation en profondeur des installations nucléaires par le remplacement de gros composants). Ce programme vise notamment à améliorer les performances de sûreté nécessaires à l'obtention, par l'ASN et par l'État, des autorisations de poursuite de l'exploitation.

Au Royaume-Uni, l'*Office for Civil Nuclear Security* (« OCNS », Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives.

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

Résultats 2012

Aucun incident lourd de sûreté ou rejet supérieur à la limite réglementaire n'est à déplorer en 2012.

Dans le parc français, le nombre d'événements significatifs de sûreté (« ESS ») déclarés en 2012 à l'ASN (11,9 par réacteur) est en augmentation sensible (+ 16 %) par rapport à 2011, ainsi que le nombre d'événements classés au niveau 1 de l'échelle internationale INES (1,55 par réacteur). Si le niveau de transparence d'EDF doit être considéré comme bon, cette évolution, principalement due à une augmentation des événements affectant l'ensemble des activités de maintenance (+ 40 %), appelle une analyse approfondie et des actions correctives immédiates. Il faut également retenir la déclaration d'un ESS de niveau 2 sur l'échelle INES, sans conséquence immédiate pour la sûreté, après la découverte, début 2012, de non-conformités affectant, depuis l'origine, les dispositifs « casse-siphon » de certaines piscines de stockage du combustible. Encourageant, le nombre d'arrêts automatiques réacteurs (AAR) atteint un niveau comparable (0,55) à celui de 2011, meilleure performance de l'histoire du parc ; confirmant les progrès des années antérieures et l'atteinte des meilleurs standards internationaux. En 2012, 36 réacteurs n'ont pas connu d'AAR sur l'ensemble de l'année. La confirmation en 2012 du bon niveau atteint dans le domaine incendie (lutte, organisation, formation) est également à souligner, avec peu de dépôts de feu et aucun événement majeur sur ce plan.

Pour EDF Energy, le nombre d'ESS déclarés en 2012 baisse légèrement (4,6 par réacteur, contre 4,7 en 2011), avec des pratiques de déclaration différentes au Royaume-Uni et en France, compte tenu des exigences des autorités de sûreté respectives. Plus comparable, le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1, est inférieur à celui de 2011 et du parc France (0,80 par réacteur).

Aux États-Unis, le nombre d'ESS déclarés en 2012 par CENG reste stable (près de 11 par tranche), avec des pratiques de déclaration différentes dans ce pays, l'INPO assurant le classement et l'analyse. Le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1 en 2012, est en légère hausse (0,8 par réacteur, contre 0,6 en 2011).

Les résultats détaillés 2012 sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur de la sûreté nucléaire et disponible sur le site internet du rapport de développement durable (<http://rapport-dd.edf.com>, parution avril 2013).

6.6.2.2 La sûreté hydraulique

EDF exploite en France 435 centrales hydrauliques et gère les retenues de 239 grands barrages. Le parc hydraulique français affiche 69 ans d'âge moyen. La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation.

En 2012, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un niveau satisfaisant, malgré trois événements EISH (événement important pour la sûreté hydraulique) classés « orange », survenus sur une unité de production et ayant abouti à la rupture de conduite forcée ou de bêche de turbine, qui rappellent la nécessité de maintenir l'effort à tous les niveaux :

- bonne détection des événements significatifs sans caractère de gravité (ESSH 0) par les équipes de terrain (2 950 détectés en 2012, 2 472 en 2011) ;
- maintien des événements ayant eu des conséquences externes (ESSH ≥ 1) à un niveau similaire aux années précédentes (39 en 2012, 32 en 2010, 34 en 2009, après un passage à 22 en 2011, année de faible hydraulicité) ;
- réduction continue du nombre de sites, à l'aval des ouvrages, présentant un risque de criticité élevée par rapport aux variations de débit, qui passe de 114 en 2005 à 16 en 2012 (19 en 2011).

Enjeu majeur de la sûreté hydraulique, la maîtrise des risques liés au vieillissement des installations a été renforcée et la politique de maintenance à long terme a été actualisée en 2012.

Le programme de rénovation du patrimoine hydraulique « SuPerHydro » (sûreté et performance du parc) a été réalisé à 73 %. Avec près de 888 millions d'euros consacrés à la sûreté de 2007 à 2017, ce programme comporte 446 opérations, dont 367 concernent directement la sûreté. Fin 2012, 269 opérations de sûreté étaient réalisées.

Le programme récurrent de maintenance IPHE-S (ingénierie du parc hydraulique en exploitation – volet sûreté) le complète sur le long terme. Dans ce cadre, des mesures d'actions immédiates de maintenance (dispositifs et moyens particuliers – « DMP ») ont été prises pour s'assurer que les marges de sûreté sont bien identifiées et les parades actives. À fin 2012, 664 DMP sont effectifs et suivis sur les 5 familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes.

Ces deux programmes sont renforcés par le projet « RenouvEau », dont l'objectif est d'améliorer tant la sûreté que la performance et la compétitivité du parc hydraulique. Les solutions développées visent à produire plus d'électricité hydraulique au meilleur moment, diminuer les indisponibilités du parc, augmenter sa rentabilité, tout en garantissant la sûreté et la sécurité au travail. Il sera déployé en 2013, après une phase de tests l'an passé sur des sites pilotes.

Face à l'obligation réglementaire demandée au propriétaire ou concessionnaire d'un barrage de réaliser des revues de sûreté (« RS ») et des études de danger (« EDD »), EDF a prévu d'élaborer 242 EDD d'ici 2014 et 152 RS d'ici 2017. Fin 2012, 67 RS et 175 EDD ont été réalisées, ainsi que le prévoit le décret du 11 décembre 2007, dont l'ensemble des EDD des ouvrages de classe A (barrages dont la hauteur est supérieure ou égale à 20 mètres, soit 149 ouvrages pour le parc d'EDF).

Pour en savoir plus, consultez le rapport 2012 de l'inspecteur sûreté hydraulique, disponible sur le site internet du rapport de développement durable (<http://rapport-dd.edf.com>, parution avril 2013).

6.6.2.3 Politique et gestion des déchets

6.6.2.3.1 Les déchets nucléaires

En France, les déchets radioactifs sont classés selon leur activité et leur durée de vie, selon la classification de l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs). Ces déchets sont inventoriés et localisés ; les données sont publiques et actualisées régulièrement par l'ANDRA.

Résultats pour EDF en France	Unité	2012	2011	2010
Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction (« TFA »)	t	2 528	634	1 369
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte (« F&MA »)	m ³ /TWh	20,7	15,6	12,4
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue (« H&MA »)	m ³ /TWh	0,88	0,87	0,88
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 075	1 199	1 140

EDF met en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire. L'objectif est d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande.

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État Français, 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. Depuis 2010, les capacités de recyclage actuelles conduisent à traiter près de 1 050 tonnes de combustible usé par an sur environ 1 200 tonnes de combustibles consommées par an.

Par ailleurs, les programmes de recherche d'EDF sur les déchets nucléaires recouvrent :

- la caractérisation des déchets nucléaires, de leur traitement éventuel, de leur conditionnement en colis, puis de leur comportement à long terme en situation de stockage ;
- le comportement thermo-hydro-mécanique et chimique du stockage géologique de déchets de moyenne et haute activité à vie longue, ainsi que la sûreté à long terme de cet ouvrage ;
- le développement d'une vision de long terme, en lien avec les perspectives de développement des réacteurs de quatrième génération.

En 2012, la R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs du nucléaire européens, est à l'initiative de NUGENIA, association internationale à but non lucratif dont l'objectif est de devenir le cadre unique de coopération en R&D en Europe pour les systèmes nucléaires de deuxième et troisième générations. L'association regroupe 60 membres de 18 pays. EDF assure la présidence de cette association qui facilitera la création de synergies et de projets communs entre membres, avec des programmes nationaux de R&D dans les domaines suivants : sûreté et analyse de risques ; accidents graves, cœur et performance des réacteurs ; intégrité et vieillissement des composants ; combustibles, déchets et démantèlement, « Design Generation III innovateur », avec également des enjeux transverses en matière d'harmonisation de pratiques

Les déchets radioactifs sont gérés selon quatre principes industriels : limiter les quantités, trier par nature de déchets, conditionner sous forme stable, isoler de l'homme et de l'environnement. Les déchets radioactifs sont produits en quantités limitées : 1 MWh d'électricité nucléaire (l'équivalent de la consommation mensuelle de 2 ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets radioactifs, dont 90 % de déchets à vie courte.

(principalement dans le domaine de la sûreté) et de contrôles et évaluations non destructifs.

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 2012 sont établies conformément aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007.

Au 31 décembre 2012, les provisions pour déconstruction et derniers cœurs s'élèvent à 20 979 millions d'euros et celles pour aval du cycle nucléaire à 19 525 millions d'euros. Le prix du kilowattheure intègre donc toutes les charges liées à cette responsabilité : le coût de gestion des déchets à vie longue ainsi que celui de la déconstruction des centrales et le conditionnement actuel des déchets.

La R&D et l'ANDRA poursuivent leur collaboration sur le comportement des colis de déchets en situation de stockage géologique et sur les modèles de simulation du comportement des roches hôte, l'argilite notamment.

Du fait de son parc nucléaire britannique majoritairement de technologie graphite-gaz (RAG, réacteur avancé refroidi au gaz), EDF participe au projet européen Carbowaste sur la gestion du graphite issu de la déconstruction, aux côtés d'organismes de recherche allemands (FZJ), le CEA, l'université de Manchester et l'ANDRA. Ce projet démarre en 2013 pour une durée de quatre ans.

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en catégories haute, moyenne ou faible activité (respectivement « DHA », « DMA » et « DFA ») et traités de manière différenciée. Les déchets de moyenne activité sont stockés sur le site des centrales dans des installations dédiées, et inspectés conformément aux exigences de sûreté.

Les déchets de faible activité sont stockés sur le site des centrales jusqu'à la préparation de leur expédition (pour traitement et élimination). Ils font l'objet de surveillance et d'inspections régulières.

Résultats pour EDF Energy	Unité	2012	2011	2010
Uranium évacué	t	216	211	131
Déchets radioactifs à faible activité évacués	m ³	698	608	498
Déchets radioactifs à moyenne activité générés	m ³	161	161	162

Aux États-Unis, le gouvernement fédéral ayant interdit le retraitement du combustible nucléaire usé, le *Nuclear Waste Policy Act* (NWPA), institué en 1982, a imposé à CENG de construire, par l'intermédiaire du Département

de l'énergie (« DoE »), un stockage définitif pour le combustible usé et les déchets hautement radioactifs.

Résultats pour Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

	Unité	2012	2011	2010
Combustible nucléaire livré	t	46	48	34
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués	m ³	2 419	1 287	735

6.6.2.3.2 Gestion des effluents radioactifs

En France, la gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales nucléaires obéit à une réglementation stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations réaffirmée dans la politique environnementale du Groupe. La performance des centrales en termes de rejets radioactifs dépend tout autant de l'efficacité des systèmes de traitement des effluents que des pratiques d'exploitation.

Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation font que les rejets radionucléides sous forme liquide par les CNPE (hors tritium et carbone 14) ont atteint un niveau « plancher » très bas depuis plusieurs années, après une diminution d'un facteur 100 en 15 ans. Ce résultat est le fruit des efforts accomplis sur la collecte, le tri et l'orientation des effluents à la source, l'augmentation des traitements par évaporation, la mise en œuvre de procédés de déminéralisation et l'optimisation du recyclage des effluents. Cette diminution des rejets ne s'est pas accompagnée d'un transfert vers les déchets puisque ces derniers ont également diminué sur la même période.

Il en est de même pour les rejets de tritium, carbone 14 et autres substances chimiques.

De plus, des mesures réalisées dans l'environnement par l'exploitant permettent de vérifier l'absence d'impact du fonctionnement des installations.

Enfin, des campagnes de prélèvements et de mesures, effectuées par des laboratoires extérieurs et des universités au titre du suivi radioécologique et hydrobiologique, viennent confirmer l'absence d'impact sur le long terme.

Au Royaume-Uni, les effluents radioactifs restent stables et dans les limites réglementaires en vigueur.

Le résultat des émissions atmosphériques et des rejets radioactif est publié pour EDF, EDF Energy et CENG, dans la synthèse des indicateurs environnementaux en Annexe E du présent document.

6.6.2.3.3 Les déchets industriels

Dans sa politique de développement durable, le groupe EDF rappelle qu'il agit de façon volontariste pour limiter les impacts environnementaux de ses installations et activités. Appuyée sur le système de management environnemental certifié ISO 14001, la gestion des déchets conventionnels privilégie leur réduction à la source, leur tri, leur valorisation et le recours en amont aux produits éco-conçus et aux éco-produits. Une démarche de progrès permanent fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit.

Résultat du groupe EDF (en tonnes)

	2012	2011
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	253 412	251 908

En France, des schémas d'organisation de la gestion des déchets (« SOGED ») sont désormais mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance et associés à un retour d'expérience annuel piloté par les directions métiers. Sur 16 grands chantiers du parc nucléaire identifiés en 2012, 10 ont déjà fait l'objet d'un tel schéma, et 100 % des chantiers de l'activité ingénierie nucléaire les ont mis en place.

Revisitée en mars 2012, la politique développement durable d'EDF a renforcé l'objectif de valorisation de l'ensemble des déchets valorisables, le portant de 75 % en 2011 à 85 % en 2012.

Pour les années 2009, 2010, 2011 et 2012, le taux de valorisation de l'ensemble des déchets conventionnels issus de la production et de l'ingénierie (hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisées) s'élève respectivement à 73,6 %, 79,6 %, 85,1 % et 86,8 %.

Dans les territoires d'outre-mer, où l'isolement et l'absence de filières locales constituent des freins au recyclage et à la valorisation de certains déchets, le taux de valorisation atteint les 84,5 %. Pour Saint-Pierre-et-Miquelon, 2012 a vu l'aboutissement de la mise en place d'une filière d'élimination des déchets (contrat Veolia Canada).

Le Groupe d'animation et de gestion des déchets, rattaché au SME et associant ERDF, a organisé une deuxième journée intermétiers sur la prévention et l'optimisation des déchets industriels, assortie au préalable d'un concours visant à encourager initiatives de terrain, partage de bonnes pratiques et synergies entre les métiers et les achats. Parmi les réalisations phares de 2012, le système de centrifugeuse associé à un bac tampon pour purger les réservoirs de fuel mis en place à la centrale thermique

de Dirinon (permet de réduire les pertes de fuel sans plus avoir d'eaux hydrocarbonées à traiter et évacuer) sera notamment étudié en vue d'un potentiel déploiement industriel.

Au niveau international, EDF Energy a pris cette année l'engagement de réduire ses déchets de 30 % et de ne plus envoyer aucun déchet de bureau en décharge d'ici 2020. Le travail d'identification de solutions alternatives est lancé. Les « plans déchets », élaborés au niveau des sites industriels, ont permis de limiter le taux de déchets envoyés mensuellement dans les sites d'enfouissements (inférieur à 10 %).

En Pologne, EDF Wybrzeze a mis en service des silos à cendres, permettant la vente de ses cendres volantes et de limiter le transport en décharge.

6.6.2.4 Gestion durable des ressources

Le Groupe dispose de plusieurs leviers pour réduire sa consommation des ressources naturelles :

- l'augmentation du rendement des installations et la limitation des pertes lors de la production, du transport et de la distribution, grâce à des technologies plus performantes, par exemple :
 - le remplacement des anciennes centrales thermiques au charbon par des centrales de dernière génération charbon (supercritiques) ou par des cycles combinés gaz,
 - le développement de la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération) ;

- l'utilisation de combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz) et fissiles (uranium) plus performants ;
- l'augmentation du rendement de l'uranium par le recyclage (du plutonium à travers le combustible MOX) ou la surgénération (capacité de certains réacteurs nucléaires à produire plus de matières fissiles qu'ils n'en consomment) ;
- le développement des énergies renouvelables comme l'hydraulique, les stations de pompage (« STEP »), l'éolien terrestre et *off-shore*, l'énergie solaire et plus particulièrement photovoltaïque, la biomasse, et les énergies marines (hydrolienne et marémotrice) (voir section 6.6.2.4.1 (« Développement des énergies renouvelables »)).

Par ailleurs, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie étant également source de préservation des ressources, EDF développe et commercialise, pour ses clients, des offres intégrant l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments et l'encouragement à des comportements sobres en énergie.

Elles s'organisent à partir :

- d'offres de service de maîtrise de l'énergie (« MDE ») : isolation, rénovation des bâtiments, conseils et diagnostics thermiques ;
- du développement et d'une intégration forte des énergies nouvelles réparties aux bâtiments pour la production de chaleur (pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, poêle et insert bois) ;
- de la gestion de la courbe de charge pour diminuer ou reporter les consommations de pointe émettrices de CO₂ ;
- de l'utilisation de compteurs communicants pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémessure et de téléactions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
- des choix offerts aux clients de consommer de l'énergie dite « verte », non émettrice de CO₂, ou des offres en partie compensées « carbone ».

6.6.2.4.1 Développement des énergies renouvelables

Dans un contexte où le développement des énergies renouvelables dépend en grande partie des politiques nationales et internationales de soutien à ces sources d'énergies (obligations d'achat ou quotas obligatoires, tarifs de rachat de l'électricité plus ou moins favorables, mesures fiscales incitatives, systèmes de certificats verts...), le groupe EDF poursuit d'importants investissements,

prioritairement dans l'hydraulique, l'éolien et le solaire, en s'appuyant sur EDF Énergies Nouvelles et sur ses grandes sociétés européennes, dont EDF Energy et Edison. En 2012, cette dernière a notamment consacré 50 % de ses investissements liés à la production d'électricité au développement de nouveaux parcs éoliens terrestres. En Belgique, EDF Luminus s'est fixé l'objectif de doubler sa capacité installée en éolien terrestre d'ici la fin de 2014 et d'atteindre 10 % d'énergies renouvelables dans son mix énergétique d'ici 2020.

Pour EDF Énergies Nouvelles, l'année 2012 a été marquée par cinq événements majeurs :

- en France, le succès dans l'éolien *off-shore*, avec trois des quatre projets attribués par le gouvernement français au consortium mené par l'entreprise, dans le cadre du premier appel d'offres éolien en mer lancé en 2011. Ces trois projets totaliseront jusqu'à 1,5 GW de nouvelles capacités et s'accompagneront d'un plan industriel ambitieux représentant la création de plus de 7 000 emplois directs et indirects ;
- l'expansion de ses activités dans trois nouveaux pays, l'Afrique du Sud, le Maroc et la Pologne. En Afrique du Sud, EDF Énergies Nouvelles et ses partenaires locaux ont remporté un appel d'offres portant sur trois projets éoliens (104 MW au total) dans la région du Cap, qui démarreront en 2013 pour une mise en service l'année suivante. Au Maroc, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co a été retenu par l'Office national d'électricité du pays pour développer et réaliser le projet éolien de Taza (150 MW) près de la ville de Fès. En décembre, ce même consortium a été préqualifié pour participer au second appel d'offres éolien marocain qui porte sur 85 MW. En Pologne, a eu lieu l'acquisition de la société de développement Starke Wind et celle du projet éolien Linowo (septembre 2012) ;
- le démarrage d'un programme éolien de plus de 1 GW au Canada, avec la mise en service du parc de Saint-Robert Bellarmin en octobre. Le programme compte six autres projets échelonnés jusqu'en 2015 ;
- la mise en service, en France, de trois grands projets solaires d'une puissance installée totale de 231 MW ;
- le rachat, en décembre et dans le cadre d'un consortium international, de 32 parcs éoliens français en exploitation à Iberdrola, totalisant une puissance installée de 321 MW, soit près de 5 % du parc éolien raccordé en France.

Les principaux développements en 2012

Hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en eau du barrage de Rizzanese (55 MW) en Corse, pour une mise en service en 2013. ■ Préparation du projet d'aménagement hydroélectrique de Romanche Gavet (93 MW) en Isère. ■ Augmentation de puissance des barrages de Serre-Ponçon (+ 55 MW) et de La Bathie (+ 45 MW) en France.
Éolien terrestre	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en service aux États-Unis de trois grands parcs éoliens : Shiloh 3 (102,5 MW) et Pacific Wind (140 MW) en Californie, Spearville 3 (100,8 MW) au Kansas, par EDF Énergies Nouvelles. ■ Mise en service du premier parc éolien canadien d'EDF Énergies Nouvelles (80 MW). ■ Mise en service du parc Linowo (48 MW) en Pologne par EDF Énergies Nouvelles. ■ Mise en exploitation du parc éolien de Green Rigg en Grande-Bretagne par EDF Energy Renewables (36 MW). ■ Acquisition par EDF Luminus du parc éolien de Ciney (10 MW) en Belgique.
Éolien en mer	<ul style="list-style-type: none"> ■ Tests en condition réelle du démonstrateur hydrolien au large de Paimpol-Bréhat (octobre 2011 - janvier 2012) ; après ajustements techniques, une seconde immersion teste et valide les évolutions apportées.
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en service par EDF Énergies Nouvelles de trois grandes centrales photovoltaïques en France : Toul-Rosières (115 MWc) en Meurthe-et-Moselle, Crucey (60 MWc) en Eure-et-Loir, de et Massangis (56 MWc) dans l'Yonne.

Les capacités en cours de constructions

Éolien terrestre	<ul style="list-style-type: none"> Fermes éoliennes de Fallago Rig (144 MW), Boundary Lane (6 MW), Glassmoor et extension de Glass Moor (12 MW) en Grande-Bretagne par EDF Renewables Energy. Parc Massif du Sud (150 MW) et Lac Alfred (300 MW) au Canada, par EDF Énergies Nouvelles.
Éolien en mer	<ul style="list-style-type: none"> Parc éolien offshore de Teesside (62 MW) d'EDF Energy Renewables, pour une mise en service prévue en 2013.
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> Lancement de la construction de Catalina (140 MW) en Californie (États-Unis) par EDF Énergies Nouvelles.

Les autres développements

Éolien en mer	<ul style="list-style-type: none"> Création en avril 2012 d'une joint-venture 50/50 entre EDF Energy et Eneco Wind UK Limited, portant sur des droits exclusifs de développement de la phase 3 du projet éolien offshore de Navitus Bay, à l'ouest de l'île de Wight. Ce développement pourrait fournir entre 900 MW et 1 200 MW de capacité éolienne. Le permis de construire est attendu pour 2015, et la première phase de construction prévue pour 2017. Mise en phase opérationnelle du projet d'hydroliennes fluviales en Guyane par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires.
Énergies des mers	<ul style="list-style-type: none"> Avancement des projets de STEP marines (station de transfert d'énergie par pompage d'eau de mer permettant de stocker l'énergie) à la Guadeloupe et à la Réunion, par EDF Systèmes Énergétiques Insulaires. Deux projets pilotes menés par EDF Énergies Nouvelles : <ul style="list-style-type: none"> Houles Australes, mené au large de l'île de La Réunion, qui expérimente un système de convertisseur des vagues en énergie ; une nouvelle étape a été franchie en 2012, avec les travaux de mise à l'eau du prototype à taille réelle ; VertiMed, projet d'éolien flottant, associant l'industriel Technip et la start-up Nénuphar pour fabriquer une turbine novatrice : pales tournant sur un axe vertical et système de flottaison permettant de s'affranchir de la profondeur des fonds marins. Un site pilote sera développé au large de Marseille.
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> Poursuite du programme pilote Millener dans les départements et collectivités d'outre-mer. Commencé en 2011, il prévoit d'équiper des logements de microcentrales solaires couplés à des stockages d'énergie individuels et à un système de gestion informatisée des consommations d'électricité.
Géothermie	<ul style="list-style-type: none"> Projet d'EDF Systèmes Énergétiques Insulaires de géothermie à la Dominique permettant également d'alimenter la Guadeloupe et la Martinique.

6.6.2.4.2 Gestion de la ressource en eau

Le groupe EDF a intégré le risque eau dans sa politique de gestion des risques, au regard de l'importance de la ressource en eau nécessaire dans ses activités de production d'électricité et de chaleur (refroidissement des centrales thermiques et production hydroélectrique). 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 plus complexe de la ressource en eau) ; 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.

En 2012, comme en 2011, année de sécheresse et de déficit hydraulique en France, EDF a géré ses réservoirs pour à la fois préserver la production

d'électricité, soutenir le débit d'eau pour les centrales thermiques et nucléaires et partager la ressource eau avec les usagers locaux (agriculteurs, autres industriels, pêcheurs, développeurs du tourisme vert), y compris dans le sud-ouest de la France, où les conditions d'hydrologies et l'état de remplissage des réservoirs étaient le plus sensibles.

EDF et les sociétés du Groupe cherchent à optimiser l'utilisation de l'eau des installations industrielles, notamment thermiques. En Italie, un système de récupération des eaux de pluie a été installé sur la centrale de Torviscosa, pour renvoi dans le processus opérationnel. De même, dans la centrale de Marghera Levante, les eaux rejetées sont envoyées dans un centre de traitement et ainsi permettre leur utilisation dans d'autres procédés industriels.

En Pologne, la modernisation de la station de déminéralisation et décarburation de l'eau a été finalisée en 2012, permettant de minimiser la consommation d'eau.

Données Groupe, en milliards de m³

	2012	2011	2010
Eau de refroidissement prélevée	54,8	55,2	53,9
dont la part eau douce (incluant les eaux saumâtres)	28,0	26,8	NC
Eau de refroidissement restituée	54,2	54,6	53,3
dont la part eau douce (incluant les eaux saumâtres)	27,5	26,3	NC

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel, dans les conditions de qualité et de température conforme à la réglementation locale.

EDF est de plus en plus présent sur la scène internationale, que ce soit dans le groupe Eau du *World Business Council for Sustainable Development* (EDF a rejoint le *Water Leader Group* en 2010) ou dans le Forum mondial de l'eau (« FME »).

À l'occasion du sixième FME, qui s'est déroulé à Marseille en mars 2012, EDF s'est engagé à investir les moyens nécessaires au développement, avec la communauté scientifique, des méthodes et outils pour évaluer l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité, au sein des territoires qui accueillent ses installations, afin d'approfondir sa connaissance des synergies d'actions entre eau et électricité.

Le groupe EDF s'est engagé à :

- maîtriser l'empreinte eau de ses activités de production d'électricité, et plus particulièrement à :
 - poursuivre l'amélioration des performances en termes de prélèvements et de consommation d'eau des centrales,
 - rechercher la meilleure efficacité possible de l'utilisation de l'eau à l'échelle des territoires et des bassins hydrographiques ;
- créer de la valeur localement et à intégrer dès la conception la minimisation de son empreinte eau lorsqu'il développe un projet de production d'électricité dans un territoire, en cohérence avec ses engagements RSE. En particulier, le groupe EDF s'est engagé à s'appuyer sur le *sustainability protocol* de l'IHA (*International Hydropower Association*) pour ses projets hydroélectriques ;
- poursuivre dans la durée le travail engagé dans le cadre de la préparation de ce sixième Forum, sur les liens entre eau, énergie et alimentation, en particulier avec le CGIAR (*Consultative Group on International Agricultural Research*), et l'IHA. L'organisation Wetlands International¹ a décidé de rejoindre ce dernier engagement en poursuivant les travaux sur les interactions eau, alimentation, énergie.

6.6.2.4.3 Gestion des sols

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, un plan d'actions est en place.

Il se compose des étapes suivantes :

- le recensement des sites fonciers (achevé pour EDF) ;
- l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués ;
- l'analyse des sols sur les sites potentiellement pollués (en priorité les zones sensibles) ;
- leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution et élaborer un plan de gestion ; et enfin
- l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

Pyralène

La directive européenne n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT² 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 pollués à plus de 500 ppm a été achevée en conformité avec l'échéance réglementaire du 31 décembre 2010 (70 000 transformateurs ont été éliminés entre 2006 et 2010). Depuis, ERDF s'est engagé dans la dépollution des transformateurs pollués à moins de 500 ppm, en anticipation de la réglementation. 10 000 transformateurs ont ainsi été éliminés en 2012.

Produits phytosanitaires

La Direction Immobilier Groupe a lancé un inventaire des consommations des produits phytosanitaires en 2010 sur l'ensemble des sites immobiliers qu'elle gère en France. La démarche a porté ses fruits : en 2012, une réduction de 21 % par rapport aux consommations de 2009 a été effectuée.

6.6.2.5 Changement climatique

Grâce à son parc de production constitué d'une part importante de nucléaire et d'énergies renouvelables (dont l'hydraulique) faiblement émetteurs de CO₂/kWh, 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 en 2020, comparées à celles de 1990, dans le respect de la diversité des situations énergétiques locales.

Pour lutter contre le changement climatique, le Groupe investit dans des moyens de production à faible ou sans émissions de CO₂, dont les énergies renouvelables et le nucléaire, et vise en matière de production à l'horizon 2020 une capacité installée de 160 GW (capacité installée nette), à 75 % non émettrice de CO₂.

En parallèle, la stratégie du Groupe consiste à aider ses clients à réduire leurs propres émissions de CO₂ par la création et la promotion d'offres commerciales éco-efficaces et de conseils pour une utilisation rationnelle de l'énergie.

6.6.2.5.1 Réduire les émissions de CO₂ des outils industriels et tout particulièrement de la production

En 2012, le Groupe a émis 79 803 milliers de tonnes de CO₂ à l'échelle mondiale. En France, EDF a émis 16 409 milliers de tonnes de CO₂, même si près de 96 % de la production électrique est sans émission de CO₂, portant le taux d'émissions spécifiques à 35,2 g de CO₂/kWh.

Émissions de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur

(en g/kWh)	2012	2011	2010
Groupe EDF	117,0	99,6	108,9
EDF	35,2	30,4	40,1

1. Wetlands International : organisation mondiale à but non lucratif vouée à la conservation et la restauration des zones humides.

2. PCB : Polychlorobiphényles ; PCT : Polychloroterphényles.

EDF dispose de plusieurs leviers afin de réduire et maintenir à un des plus bas niveaux européens ses émissions de gaz à effet de serre :

- à court terme, par l'optimisation du parc de production actuel, en améliorant la performance d'exploitation ;
- à plus long terme, en adaptant l'outil de production : renouvellement des centrales (« TAC » et « CCG »), préservation du potentiel hydraulique, développement des énergies renouvelables et déclassement des moyens les plus polluants.

Le thermique à flamme (« THF »)

Les performances environnementales des centrales THF ont été sans cesse améliorées pour répondre au renforcement progressif des exigences réglementaires. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques, les réglementations relatives aux gaz à effet de serre, tout en prenant en compte la sécurité d'approvisionnement et les coûts des combustibles fossiles.

Depuis la mise en service des systèmes de réduction des oxydes d'azote (« DeNO_x ») en 2007 et 2008, les rejets atmosphériques ont considérablement diminué.

En France le Groupe poursuit ses projets de réduction des rejets atmosphériques, dits « Bas-NO_x », notamment sur les tranches 3 des centrales de Porcheville et de Cordemais. 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). EDF poursuit avec la R&D des études sur la réduction des émissions de NO_x avec le projet SPERONE Q600 (études de configuration Bas-NO_x pour optimiser le fonctionnement des chaudières).

En Italie, le parc thermique d'Edison est entièrement constitué de centrales à cycle combiné gaz à haut rendement et à faibles émissions de CO₂.

En Pologne, les centrales thermiques sont particulièrement confrontées aux rejets de polluants dans l'air. La majorité des chaudières d'EDF Polska sont désormais équipées de brûleurs à faibles émissions de NO_x. En préparation de l'application au 1^{er} janvier 2016 de la directive européenne sur les émissions industrielles qui limitera les rejets de SO_x et de NO_x à 200 mg/Nm³, EDF Polska a lancé fin 2011 un appel d'offres pour équiper les unités de cogénération d'EC Krakow, Kogeneracja et EC Wybrzeze de systèmes de désulfuration.

Le Groupe poursuit ces projets de rénovation et de modernisation. En France, au cours des années 2011 et 2012, le Groupe a mis en service deux cycles combinés gaz (« CCG »), sur le site de Blénod (430 MW) et celui de Martigues (465 MW). Le programme se poursuit avec la mise en service en 2013 du deuxième CCG de Martigues de même puissance et le début des travaux de terrassement du CCG de Bouchain (250 MW). En effet, EDF a conclu fin 2011 un partenariat avec General Electric pour codévelopper, sur le site de Bouchain dans le Nord, un cycle combiné gaz de nouvelle génération équipé de la technologie « FlexEfficiency50 », bénéficiant des meilleurs performances techniques (rendement porté à 61 %, plus 3 à 4 % par rapport à un CCG classique) et environnementales (réduction des émissions de CO₂ de 10 %). À ce stade du projet, la mise en service est prévue pour fin 2015.

Ces trois CCG remplaceront, à partir de 2013, neuf centrales à charbon de 250 MW et une unité de 600 MW. Ils supprimeront les rejets de SO₂ et réduiront de moitié les émissions de CO₂ et des deux tiers celles de NO_x.

Au Royaume-Uni, la construction du nouveau cycle combiné gaz de West Burton (3 tranches pour une puissance de 1 300 MW) a été finalisée comme prévu en 2012. La première unité a été mise en service en 2012 pour une production commerciale début janvier 2013, les deux autres unités se succéderont début 2013. Avec 1,5 million de clients desservis annuellement pendant 25 ans (durée de vie prévisionnelle), cette centrale contribuera à la réalisation de l'objectif à 2020 d'EDF Energy de réduire de 60 % leurs émissions spécifiques de CO₂.

Enfin, concernant la technologie CCS (*Carbon Dioxide Capture and Storage*, captage et stockage du dioxyde de carbone), le groupe EDF participe avec

des partenaires industriels internes et externes à des projets de captage en postcombustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de CO₂. Un démonstrateur de captage de CO₂ est ainsi en cours de construction sur le site du Havre, en partenariat avec Alstom et Veolia Environnement et avec le soutien de l'ADEME (voir section 6.2.1.1.5.2 (« Les enjeux de la production thermique à flamme »)).

6.6.2.5.2 Émissions diffuses de gaz à effet de serre

Un plan de réduction des émissions induites par les bâtiments d'EDF et ses flottes de véhicules est déployé depuis 2010. Au-delà des émissions directes de ses installations, EDF s'engage à diminuer ses émissions diffuses : bâtiments tertiaires, véhicules professionnels, déplacements professionnels, programme de MDE auprès des salariés du Groupe.

Le groupe EDF gère un parc immobilier tertiaire important (plus de 4,5 millions de mètres carrés hors centrales de production d'électricité). Que ce soit en tant que propriétaire ou en tant qu'occupant, EDF surveille et cherche à diminuer l'impact environnemental de ce parc.

Les objectifs de réduction des émissions diffuses sur le parc immobilier tertiaire en propriété et en location s'appuient sur les leviers suivants :

- actions de MDE via l'exploitation des installations ;
- optimisation de l'occupation des surfaces ;
- renouvellement du parc en propriété ;
- utilisation des meilleures technologies disponibles ;
- mise en place de contrats de performance énergétique pour tous les locaux dont l'exploitation est déléguée.

En soutien à cette démarche, EDF a adhéré en 2010 à l'*International Sustainability Alliance* (ISA). Cette organisation s'est donnée comme principal objectif de contribuer au développement du bâtiment durable au niveau européen et mondial. Ce développement passe en premier lieu par la connaissance des performances réelles du parc immobilier existant. Les membres de l'ISA ont donc joint leurs efforts à ceux du BRE (*Building Research Establishment*) pour créer une base de données environnementale de leur parc, qui rassemble d'ores et déjà environ 10 000 bâtiments. Les données environnementales sont traduites en indicateurs de performances clés, conformes à ceux mis au point dans le cadre d'autres initiatives internationales (dont le *Global Reporting Initiative*), relatifs aux consommations d'énergie et d'eau, aux émissions de CO₂ et à la production de déchets.

Des plans de déplacements d'entreprise (« PDE ») sont déjà largement mis en place en France et sont peu à peu étendus aux sociétés du Groupe.

Chaque société du Groupe est désormais dotée d'une stratégie propre, s'inscrivant dans celle du Groupe mais adaptée à ses activités et au contexte énergétique dans lequel elle évolue.

6.6.2.5.3 Maîtrise de la demande en énergie

La promotion de l'efficacité énergétique auprès de tous les clients est intégrée dans la politique de développement durable du groupe EDF comme un des leviers principaux de sa lutte contre le changement climatique. Les échanges et retours d'expérience réguliers sont développés entre EDF, EDF Energy, Edison et EDF Luminus pour optimiser tant la relation clientèle que les performances des offres de maîtrise des consommations d'énergie.

En France, engagé dans les suites du Grenelle de l'environnement, EDF déploie des offres incitant ses clients à maîtriser leur demande énergétique et à solliciter en priorité les moyens de production les moins émetteurs de carbone. Cet engagement en faveur de la maîtrise de l'énergie est régi par le dispositif des certificats d'économie d'énergie (« CEE »), dispositif qui impute à chaque fournisseur des obligations d'économie d'énergie chez ses clients. Un objectif triennal d'économie est défini et réparti entre les opérateurs en fonction de leurs volumes de ventes :

- 54 TWhc au cours de la 1^{re} période, du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009 ;
- 345 TWhc pour la 2^{de} période, du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013.

Dans sa politique de développement durable, revisitée en mars 2012, EDF s'est fixé l'objectif d'accompagner tous ses clients en vue d'une réduction cumulée de leurs émissions de CO₂ de 2 millions de tonnes entre mi-2009 et 2013, en renforçant la promotion de l'efficacité énergétique dans ses actions commerciales. L'entreprise agit soit en proposant à ses clients des

offres leur permettant de mieux maîtriser leurs consommations d'énergie, soit en les orientant vers des partenaires qualifiés. Un axe essentiel de son travail concerne la rénovation thermique des logements occupés par des personnes en situation de précarité (voir section 6.6.3.3.1 (« Contribution à la lutte contre la précarité énergétique »)).

Actions 2012 de MDE opérées par EDF sur le marché des particuliers, entreprises et collectivités

France métropolitaine

Promotion des économies d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> ■ Lancement des huit engagements « EDF & moi » auprès des particuliers, dont le cinquième porte sur l'aide à mieux consommer l'énergie dont ils ont besoin. ■ Promotion sur Internet des éco-gestes et conseils gratuits sur les solutions d'isolation et de chauffage performants, à destination des clients particuliers. ■ 70 % environ du budget publicitaire consacré à la promotion des économies d'énergie sur le segment des clients particuliers. ■ Poursuite du financement de la formation des salariés et artisans des entreprises du bâtiment aux économies d'énergie (50 000 professionnels formés depuis 2008) ; ouverture du dispositif aux distributeurs de matériels et aux maîtres d'œuvre.
Sensibilisation et information	<ul style="list-style-type: none"> ■ Expérimentation du conseil gratuit « Étiquette Énergie », qui permet aux particuliers de connaître le niveau d'efficacité thermique de leur logement. Ce conseil sera généralisé en 2013. ■ Mise en ligne sur Internet de services d'autodiagnostic accessibles à tous les clients entreprises et collectivités locales, qui leur permet de comparer leurs consommations d'énergie à des ratios types et de faire appel s'ils le souhaitent à un conseiller. ■ Mise en place d'un Réseau pour la performance énergétique, qui réunit, pendant trois ans, une dizaine d'entreprises et collectivités territoriales d'un même bassin d'emploi pour mettre en commun l'identification de pistes d'amélioration en termes d'efficacité énergétique. ■ 5^e édition du concours d'architecture bas carbone, pour encourager bureaux d'études, architectes et maîtres d'ouvrage à imaginer des logements répondant à des critères de performance énergétique et environnementale plus poussés.
Offres et conseil efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> ■ Développement de l'offre « Optimisation énergies et fluides », qui permet aux entreprises industrielles de mesurer en temps réel leurs consommations par ligne de production, site, période et produit, et se voir conseiller sur des pistes d'optimisation pour réduire leurs consommations.. ■ Développement de l'offre « Plan de productivité énergies » auprès des grandes entreprises, par laquelle EDF s'engage sur un objectif d'atteinte d'économies énergies (rémunération d'EDF en partage des gains réalisés sur une période pluriannuelle). ■ Lancement de l'offre « Prospective énergétique ville », pour accompagner les politiques énergétiques des collectivités locales (systèmes de production locaux d'énergies, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments)
Diagnosics thermiques des bâtiments	<ul style="list-style-type: none"> ■ Renforcement des diagnostics à domicile (offre « Objectifs travaux ») : 13 000 clients souscripteurs (100 000 clients depuis son lancement). ■ Généralisation dans les boutiques commerciales de l'offre « Diagnostic thermique », qui permet aux clients d'identifier les pertes thermiques de leur logement (2 000 clients).
Solutions de financement	<ul style="list-style-type: none"> ■ « Prêt habitat neuf » pour les constructions neuves et « Prêt rénovation Bleu Ciel® d'EDF » pour l'existant, portés par la filiale Domofinance. ■ Création d'un prêt destiné à la rénovation énergétique des copropriétés. ■ Mise en place d'un partenariat avec OSEO pour porter auprès des clients entreprises et collectivités locales un prêt d'éco-efficacité énergétique.

Corse, départements et collectivités d'outre-mer

Sensibilisation et information	<ul style="list-style-type: none"> Mise en place en Corse de « Jour'Eco », un dispositif d'alerte sur Internet qui incite à modérer sa consommation en période de pics et promeut les conseils de l'ADEME pour consommer moins. Organisation du 1^{er} « Village des économies d'énergie en fêtes » en Guadeloupe pour sensibiliser frigoristes, solaristes, bureaux d'études et architectes à l'efficacité énergétique. Lancement en Guadeloupe, avec l'ADEME et l'ONG Prioriterre, du défi « Familles à énergie positive » pour inciter les particuliers à réduire de 8 % au moins leurs consommations d'énergie.
Maîtrise de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> Développement de conventions développement durable avec les collectivités locales, par lesquelles EDF s'engage à participer à leurs investissements dans le domaine de la maîtrise de l'énergie. Signature d'une convention rénovation thermique à la Réunion. Lancement en Corse de l'« Énergie box », pour réduire les consommations d'énergie et favoriser l'intégration des énergies renouvelables. Création à la Martinique d'un « Club Business » qui fédère les principales entreprises sur la question de l'efficacité énergétique (a généré plus d'une centaine de diagnostics énergétiques). Lancement de l'offre CITECO à la Réunion, prime à l'investissement sur une gamme de solutions performantes réservée aux collectivités locales (ex. : 100 euros par luminaires dans la limite de 20 % de l'investissement).

Actions 2012 opérées par les sociétés du Groupe

EDF Energy, Royaume Uni

Maîtrise de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> Participation réglementaire à hauteur de 89 millions de livres sterling au programme gouvernemental de réduction des consommations d'énergie (<i>Community Energy Saving Programme</i>) sur la période 2010-2012. Poursuite de l'offre EcoManager aux clients particuliers, compteur qui permet de comprendre les consommations d'énergie des appareils électriques en vue de les réduire ; 257 offres ont été vendues en 2012.
Efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> Mise en ligne d'autodiagnostic énergétique sur internet (plus de 19 000 effectués depuis le lancement à mi-2011). Promotion de mesures en faveur de l'efficacité énergétique au dos de toutes les factures envoyées aux clients.

Edison, Italie

Sensibilisation et information	<ul style="list-style-type: none"> Promotion du programme télévisé « Monsieur Vert arrive », qui incite aux réductions des consommations d'énergie par l'apprentissage d'éco-gestes.
Efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> Offres de production autonome d'électricité aux clients industriels (installation de parcs solaires pour les groupes Mapei et Roche). Conception d'une offre d'efficacité énergétique pour le secteur tertiaire.

Électricité de Strasbourg, France

Pilotage de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> Déploiement de trois nouveaux services destinés aux clients professionnels (« Conseil maîtrise énergie », « Mesure conso » et « Thermographie ») pour les aider à suivre leurs consommations et leur permettre de maîtriser leur énergie.
-----------------------------	---

EDF Luminus, Belgique

Maîtrise de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> Poursuite de l'offre « Luminus bonus », un bonus payé aux clients particuliers si leur consommation d'énergie a été inférieure à celle de l'année précédente ; promotion de cette offre auprès de 75 000 clients. Offre de pilotage des consommations en ligne (programme « <i>Mijn Verbruik / Ma consommation</i> »).
-----------------------------	---

Mobilité électrique

En France, EDF s'est investie dans la recherche et le développement de solutions permettant de promouvoir la mobilité électrique. Avec différents constructeurs, instituts de recherche publics et collectivités locales, elle participe au développement de nouveaux véhicules (bus, camions de livraisons, camions nacelles), travaille à l'amélioration de l'autonomie et la durée de vie des batteries, participe à l'amélioration des infrastructures de charges (capacités de dialogue avec tous types de véhicules, géolocalisation, pilotage pour éviter les pics de consommation...). L'entreprise s'est engagée dans l'activité d'opérateur de la mobilité électrique dans un cadre commercial, en lançant une activité de location de véhicules électriques et en menant des expérimentations de services de partage de voitures électriques, qu'elle met en œuvre via sa filiale Sodetrel.

En Belgique, EDF Luminus et The New Drive accompagnent, avec l'offre « GreenDrive Business Pack », les entreprises et les pouvoirs publics dans la conversion progressive de leur parc automobile aux véhicules électriques. Avec Renault, l'entreprise a proposé l'offre « ThePluginCompany » à une vingtaine de clients professionnels pour tester un véhicule électrique pendant une semaine.

Les enjeux des réseaux intelligents

Une Directive européenne impose, pour favoriser la concurrence et les économies d'énergie, que 80 % des compteurs électriques soient communicants d'ici 2020. Les compteurs communicants permettront le pilotage d'installations électriques à distance et la réalisation de nombreuses interventions chez le client dans des délais beaucoup plus courts et sans que sa présence soit requise (relevé des compteurs, changement de puissance, mise en service...).

Au-delà des compteurs communicants, des réseaux électriques intégrant davantage les nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), favoriseront la transition vers une économie énergétique décarbonée.

Ils faciliteront l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'insertion de nouveaux usages (PACs, VE/VHR...). C'est un enjeu clé pour l'avenir des réseaux de distribution.

L'objectif est de créer des réseaux maillés, équipés d'organes de manœuvre télécommandés et de logiciels pour repérer les parties de réseau endommagées et compenser les défaillances, voire optimiser l'acheminement de l'électricité.

Ils doivent par ailleurs permettre aux consommateurs d'être acteurs de leur consommation pour une plus grande efficacité énergétique, en interaction avec le réseau.

En France, pour répondre à cette exigence, ERDF a lancé, en liaison avec la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le projet « Linky », visant la modernisation de ses 35 millions de compteurs électriques répartis sur le territoire national. Plus de 250 000 compteurs Linky ont été installés par ERDF en Indre-et-Loire et dans l'agglomération lyonnaise à des fins expérimentales.

Les distributeurs du Groupe coopèrent sur ces nouveaux réseaux. ERDF a participé au lancement de l'association EDSO *for smart grids* avec d'autres distributeurs européens : mise en commun des expériences et élaboration d'un standard.

ERDF pilote du projet européen GRID4U (Grid for you)

ERDF va piloter ce projet majeur qui répond au programme de recherche sur les réseaux intelligents financé par la Commission européenne. Il s'agit du plus important projet cofinancé par l'Union européenne (25 millions d'euros sur un coût total de 54 millions d'euros) dans le domaine des réseaux intelligents. Il rassemble un consortium de six distributeurs européens qui représentent 50 % des clients en Europe.

L'objectif est de progresser de manière collaborative sur :

- l'intégration des sources de production à partir d'énergies renouvelables ;
- l'automatisation et la sécurisation du réseau électrique ;
- la participation efficace des clients à la gestion de leur consommation ;

- l'accompagnement du développement de véhicules électriques et de solutions de stockage de l'électricité.

6.6.2.5.4 Adapter les métiers du Groupe au changement climatique

Le changement climatique ayant par ailleurs des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice de l'activité de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie, le groupe EDF met en place une stratégie d'adaptation au changement climatique. Adoptée par le *Sustainable Development Committee* en juin 2010, 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 des axes suivants :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités ;
- adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux 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.

6.6.2.6 Protection de la biodiversité

Au même titre que la lutte contre le changement climatique, la préservation de la biodiversité est un enjeu essentiel pour le groupe EDF, propriétaire d'un foncier important, situé majoritairement, en France, dans ou à proximité immédiate de zones naturelles protégées. Le Groupe surveille de façon continue les impacts de ses activités industrielles sur l'environnement, pour mieux les maîtriser et les réduire.

Le Groupe est amené à réaliser des actions de compensation écologique en application des différentes réglementations européennes et nationales. La majorité des cas sont liés aux dossiers de demande de dérogation pour destruction d'espèces protégées, dans le cadre de chantiers de construction ou de maintenance des installations industrielles (une quinzaine de dossiers depuis 2008 en France et au Royaume-Uni).

En France, EDF teste différentes méthodes de compensation écologique, d'évaluation des services éco-systémiques dont elle bénéficie (exemple : test en cours sur la centrale thermique de Cordemais de la méthode *Ecosystem Service Review* développée par le WBSCD) et représente l'association Eurelectric au groupe de travail « No net loss » de la Commission européenne. Suite à un appel à projets lancé en 2011 par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie afin d'étudier la faisabilité des mécanismes de compensation environnementale, EDF a été sélectionné pour conduire une opération expérimentale d'offre de compensation écologique en Rhône-Alpes. Le projet consiste à réhabiliter 120 hectares de milieux alpins situés dans la réserve de chasse du massif de Belledonne en Isère, pour y créer des conditions d'habitat favorables à la faune et la flore, et notamment mettre en place des mesures de restauration du Tétrás lyre, une espèce menacée. Les terrains restaurés seront utilisés à la fois pour compenser les travaux d'EDF sur ses ouvrages hydroélectriques et pour répondre aux besoins de compensation d'autres projets d'aménagements spécifiques à la région : développement des stations de sports d'hiver, projets d'urbanisation, projets ferroviaires... L'opération est prévue pour une durée de 8 ans. Ensuite, les terrains resteront propriété d'EDF mais seront intégrés dans une réserve nationale de chasse et de faune sauvage (« RNCFS »).

Les directions en charge des installations industrielles ont mis en œuvre des stratégies biodiversité. Le parc hydraulique a déployé le plan d'actions de sa nouvelle stratégie 2010-2012. À retenir, l'adaptation de la gestion du chantier pour la maintenance du barrage de Sarrans, situé en zone Natura 2000 : pour préserver le Milan royal et le Faucon pèlerin, des engins de chantier insonorisés (grues électriques) ont été choisis pour réduire les nuisances sonores en période de reproduction. En 2012, la Direction du parc thermique a engagé un « Projet stratégique biodiversité » pour effectuer

notamment un état précis de la réglementation locale de chacun de ses sites industriels et identifier pour chaque centrale des zones préservées et dédiées à la préservation de la biodiversité. Dans le même esprit, un recensement du foncier disponible a été lancé dans les centrales nucléaires en vue de cartographier les espaces naturels.

Le volet recherche et développement de l'accord-cadre signé en 2011 entre l'Office national de l'eau et des milieux aquatiques (ONEMA) et EDF en faveur de la protection et de la restauration des milieux aquatiques s'est développé en 2012 sur les opérations suivantes :

- restitution des études sur le comportement des anguilles et l'impact des obstacles en rivière sur leur migration et mortalité (ancien programme R&D « Anguilles et ouvrages » lancé en 2008 par le Comité national de l'anguille, sous l'égide du MEEDDAT et du ministère de l'Agriculture et de la Pêche) ; EDF y a fortement contribué via le test d'une passe à anguilles « à brosses » pour le barrage de grande hauteur de Golfech (Garonne), la mise au point et le test d'un compteur automatique à résistivité pour petites anguilles, l'évaluation *in situ* des mortalités dans des turbines de grande taille, l'étude du franchissement d'aménagements hydroélectriques sur le gage de Pau et d'obstacles en série sur le Rhin,

le test du bio-moniteur Migromat® sur la rivière Shannon (Irlande), le test d'un dispositif de répulsion à infrasons au droit de deux ouvrages hydroélectriques sur le gage de Pau, le développement d'un modèle opérationnel sur la Loire pour la gestion du turbinage ;

- programme de recherche en thermie et hydrobiologie (approuvé par le ministère de l'Écologie et l'Autorité de sûreté nucléaire), portant sur les préférences et tolérances thermiques des principales espèces piscicoles, le comportement des poissons en présence de contrastes thermiques, la part de la température dans la distribution spatiale des espèces, et l'influence de la température sur les compartiments des bactéries et des algues (restitution en 2013).

Par ailleurs, une politique de partenariats biodiversité pour favoriser les échanges techniques, soutenir des projets conduits par des associations et mettre en œuvre des programmes techniques concrets est poursuivie prioritairement avec les partenaires ONG historiques de l'entreprise : Ligue pour la protection des oiseaux, Conservatoire du littoral, Réserves naturelles de France, Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature, Fédération nationale pour la pêche en France (voir section 6.6.3.2.3 (« Une stratégie de partenariats développement durable réorientée »)).

Autres mesures prises par le Groupe pour préserver et restaurer la biodiversité en 2012

Edison (Italie)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en place d'une cartographie de l'état de la biodiversité des territoires sur lesquels sont implantés tous les sites de production de l'entreprise, pour prioriser son action sur les sites impactés par la Stratégie nationale pour la biodiversité (SNB) italienne. Travail sur la mise en place de partenariats opérationnels et techniques avec des ONG environnementales présentes sur les zones sensibles concernées.
EDF Energy (Royaume-Uni)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Participation à hauteur de 120 000 livres sterling au Fonds d'aménagement et d'accessibilité de la zone littorale remarquable de Suffolk (<i>Suffolk Coast and Heaths Area of Outstanding Natural Beauty</i>), dans le cadre du projet d'extension de l'entrepôt de combustibles secs de la centrale de Sizewell B, pour restaurations d'habitats naturels, aménagements de sentiers de randonnée, amélioration de l'accessibilité des personnes handicapées et campagnes d'informations touristiques.
EDF Énergies Nouvelles	<ul style="list-style-type: none"> ■ Engagement pris d'effectuer des suivis biologiques et écologiques réguliers sur tous ses nouveaux sites de production ; mise en place de plans de gestion écologique de ces sites, avec fauches différenciées du couvert végétal et interdiction de tout engrais ou pesticide chimique. ■ Poursuite du programme de préservation de la biodiversité sur le site photovoltaïque de Toul (Meurthe-et-Moselle), avec installation de gîtes pour protéger les chauves-souris, intégration d'un boisement paysager et de haies, plantation d'espèces mellifères pour les abeilles.
UTE Norte Fluminense (Brésil)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Renforcement des instruments de gestion de la zone de protection environnementale de Macaé de Cima et du parc d'État des Três Picos pour préserver la forêt primaire atlantique, en partenariat avec l'Institut d'État pour l'environnement (programme de compensation environnementale). ■ Financement dans le cadre de la convention Ramsar d'une étude sur les zones humides du nord de l'État de Rio, menacées de dégradation.
ERDF (France)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Poursuite du plan d'action de sauvegarde de l'Aigle de Bonelli. ■ Mise en place d'une politique d'élagage différenciée le long des lignes en fonction des espèces végétales rencontrées. ■ Partenariats avec France nature environnement et la Ligue pour la protection des oiseaux pour réduire les risques d'électrocution des oiseaux.
EDF Guadeloupe	<ul style="list-style-type: none"> ■ Signature en mai 2012 d'un partenariat avec l'association Kap'Natirel pour la préservation des tortues marines (étude de leur comportement et protection en période de ponte). ■ Mise en œuvre du partenariat signé en 2011 avec le Port autonome de Guadeloupe et le Comité des pêches pour reconstituer le milieu corallien à l'aide de poteaux électriques béton recyclés. Déposés au large des côtes, ils fournissent aux espèces marines des conditions de protection comparables à celles des barrières de corail.
EDF Guyane	<ul style="list-style-type: none"> ■ Poursuite des travaux du Comité scientifique sur la qualité des eaux du réservoir de Petit-Saut, notamment sur l'évolution de la décomposition des végétaux immergés. Les retours d'expérience de ces observations nourrissent les travaux menés sous l'égide de l'Unesco sur l'hydroélectricité en milieu tropical.
EDF Luminus (Belgique)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Poursuite d'une étude sur la mortalité et la migration des saumons et des anguilles, condition préalable au permis d'exploitation de la centrale hydraulique de Lixhe. ■ Calcul de l'empreinte écologique des activités industrielles de l'entreprise (scopes 1, 2 et 3 du <i>Greenhouse Gas Protocol</i>).

Direction Immobilier EDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Réduction sur tous les sites du recours aux désherbants chimiques et d'engrais (8 % par an en moyenne sur le parc hydraulique), voire suppression au profit de désherbage manuel, de désherbage thermique à vapeur, de fauchage tardif et de jachères fleuries intégrant des espèces endémiques.
Direction Production Ingénierie Hydraulique EDF (France)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en eau de la passe à poissons de Jons sur le Rhône en novembre, après 10 mois de travaux. ■ Poursuite des opérations dans le cadre des plans d'actions nationaux, notamment en faveur de la protection du desman des Pyrénées et du gypaète barbu (adaptation des travaux de maintenance des barrages d'altitude en fonction des époques de nidification).

6.6.3 Informations sociétales

La politique sociétale au niveau du groupe EDF vise à créer et développer les liens et le dialogue avec l'ensemble des parties prenantes externes à tous les niveaux – mondial (ONU, ONG), régional (Union européenne...), national et territorial –, à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, en contribuant à réduire la précarité énergétique et à dynamiser les liens internes au Groupe.

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 6.5.2 (« Service public en France »)).

6.6.3.1 Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes

La décision prise par la Direction du Groupe de renouveler et d'adapter son référentiel éthique (Mémento éthique 2007) a conduit courant 2011 à l'élaboration concertée d'une Charte éthique de Groupe. Adoptée par le Comité Directeur du groupe EDF en septembre 2012, approuvée en octobre par le Comité d'éthique du Conseil d'administration, elle complète les lois, règles et conventions nationales et internationales qui s'imposent à chacune des sociétés et à chacun des salariés du Groupe. Elle développe les engagements simples et de bon sens qui doivent inciter chaque salarié, quel que soit le pays où il travaille et quelle que soit sa position hiérarchique, à se comporter de manière exemplaire et conforme aux valeurs du groupe EDF de respect, de responsabilité et de solidarité. Ces engagements éthiques traduisent, au cœur des métiers du Groupe, la mission d'intérêt général d'un opérateur mondial d'énergie. La rédaction en a été partagée avec les sociétés et Directions du Groupe via la mise en place de groupes tests – salariés comme *managers* – pour s'assurer d'une bonne adhésion aux sujets qu'elle propose, dans le respect des cultures propres à chaque pays où EDF est présent. Le nouveau référentiel du Groupe sera déployé d'ici la fin 2013.

La décision du Président du 14 septembre 2010 sur la lutte contre la fraude au sein du Groupe, reposant sur un principe de tolérance zéro, est entrée en application dès la fin de l'exercice 2010. Pour en assurer la mise en œuvre, les managers ont élaboré et adopté des plans de lutte antifraude au sein des principales entités et se sont appuyés sur la diffusion du Guide pratique de prévention de la fraude au sein du Groupe, dédié et instrumenté sur le risque fraude et sur le risque corruption.

Sur la corruption, la mise en œuvre de la décision du Président du 31 mai 2010 sur les contrats de consultants et de mandatement a renforcé les procédures de validation des contrats d'intermédiation.

Le lancement d'un programme de sensibilisation au risque pénal EDF (décision du Président du 28 juillet 2011) a entendu répondre à l'émergence, avec le développement du Groupe et son implantation diversifiée dans le monde,

d'une exposition accrue à ce type de risque. Celle-ci est également l'effet d'un durcissement des législations anticorruption américaine (*Foreign Corrupt Practices Act* de 1997, réactivé en 2008) et britannique (*Anti-Bribery Act*, mis en œuvre au 1^{er} juillet 2011) dont la dimension extraterritoriale contribue à la formation d'une réglementation répressive internationale.

Pour réduire l'exposition du Groupe aux risques liés à l'application des règles de la concurrence, le programme de conformité concurrence décidé par le Président le 22 décembre 2010 a étendu en 2011 les actions de sensibilisation et de formation au plus grand nombre d'opérationnels en France et à l'étranger, toutes filiales confondues.

L'ensemble des actions à caractère éthique sont soumises au contrôle interne du Groupe, dont le déploiement en 2011 a permis de généraliser les pratiques incitatives d'autoévaluation et de partage des bonnes pratiques dans le cadre des prescriptions concernant l'éthique et la lutte contre la fraude, placées parmi les premiers titres du Guide de contrôle interne du Groupe.

Les modalités et le champ d'intervention du dispositif d'alerte éthique d'EDF, vers lequel sont également dirigés les appels de salariés au numéro vert « Vie au travail » demandant l'intervention de l'entreprise, ont été validés par la CNIL le 24 novembre 2011.

En 2011, EDF, DONG Energy, Enel / Endesa, E.ON, GDF Suez / Electrabel, RWE et Vattenfall / Nuon, rejoints depuis par Fortum, ont travaillé à la mise en œuvre de *Bettercoal*, initiative visant à faire progresser la responsabilité des entreprises dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, et tout particulièrement au niveau des sites miniers. Il s'agit de s'assurer que les droits fondamentaux sont respectés sur ces sites : droits de l'homme, conditions de travail, vie des travailleurs et des communautés, protection de l'environnement. Énergéticiens européens ou nord-américains et compagnies minières sont mis en cause de façon récurrente, comme ce fut le cas en 2010 pour certains énergéticiens concernant des importations de charbon de Colombie. Des entreprises nord-européennes ont ainsi dû brutalement limiter leur *sourcing*. EDF Trading, filiale à 100 % du Groupe et acteur incontournable du charbon en Europe, livre environ 10 millions de tonnes de charbon par an à ses clients ; la société approvisionne non seulement les centrales du groupe EDF, mais aussi d'autres entreprises. Le groupe EDF a ainsi adhéré en janvier 2012 à la charte *Bettercoal* pour soutenir les activités d'EDF Trading dans le domaine de l'approvisionnement en charbon (contrats sourcés), maintenir la place d'EDF dans les fonds d'investissements socialement responsables et maîtriser son risque de réputation et d'image. Au premier semestre 2012, un code (référentiel commun) en matière de principes sociaux, environnementaux et éthiques a été formalisé, en cohérence avec les normes et standards internationaux existants (Organisation internationale du travail...) et avec les travaux déjà réalisés sur les industries extractives (*Extractive Industries Initiative*). Il servira à réaliser des audits et des autoévaluations auprès des fournisseurs, sites d'exploitation minière y compris. Les résultats de ces audits alimenteront une base de données dédiée, gérée par *Bettercoal* et partagée par ses membres, dans le respect des règles antitrust.

6.6.3.2 Dispositifs de dialogue avec les parties prenantes

Chaque société du Groupe dialogue avec ses parties prenantes selon les modalités qui lui sont propres. Ce dialogue s'organise selon 5 axes :

- la concertation de proximité autour des sites de production et pour les projets de nouvelles implantations industrielles ;
- les relations organisées avec les clients, les fournisseurs, les partenaires sectoriels, les associations socioprofessionnelles, les collectivités publiques et les institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités représentatives dans des conseils ou panels indépendants qui apportent aux dirigeants du Groupe un éclairage critique externe ;
- la sensibilisation-formation de publics notamment jeunes aux enjeux de l'énergie et du développement durable.

6.6.3.2.1 Information à proximité des sites de production et concertation pour les projets industriels

En France, 38 commissions locales d'information (« CLI »), composées d'élus, de représentants de l'État et des mondes associatifs et socioprofessionnels, assurent de façon réglementaire une mission d'information des riverains sur l'activité des installations nucléaires. EDF collabore avec les CLI établies auprès de ses centrales et leur fournit les informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission.

Au-delà de ce dispositif réglementaire, EDF a mis en place dans chaque centrale nucléaire un centre d'information du public (« CIP »), chargé d'informer les populations riveraines sur le fonctionnement et les impacts des centrales, les enjeux énergétiques, mais aussi sur la maîtrise de la consommation d'énergie ou la présentation des métiers porteurs d'emploi du secteur électrique. Dans le cadre de la 2^e édition des Journées de l'industrie, les 6 et 7 octobre 2012, EDF a enregistré plus de 15 400 visiteurs sur ses sites de production (45 % sur les installations nucléaires, 38 % sur les sites hydrauliques et 17 % sur les sites de production thermique à flamme). Sans rupture avec les deux années précédentes, l'image d'EDF auprès des populations riveraines reste largement positive : 86 % en ont une bonne image (contre 83 % en 2011).

Dans le domaine hydraulique, EDF a poursuivi ses campagnes permanentes d'information et de prévention des usagers de l'eau sur les risques de variation de débit dans les rivières. Ont été installés des panneaux illustrés de photos montrant la situation avant et après l'évolution du débit. Le recours aux hydroguides chargés de la prévention sur le terrain a été maintenu pendant les périodes estivales.

Pour les nouveaux projets industriels, les sociétés du Groupe renforcent leurs dispositifs de concertation sur les modèles éprouvés mis en place par NTPC pour le barrage de Nam Theun au Laos, par Edison pour le terminal de regazéification de Rovigo et le gazoduc ITGI (Interconnecteur Turquie-Grèce-Italie) en Italie, ou par EDF pour l'implantation du démonstrateur hydrolien de Paimpol-Bréhat en France.

En France, en préparation de la construction du cycle combiné gaz de Bouchain, pour une mise en service prévue en 2015, à la suite d'échanges avec les différentes parties prenantes concernées (les collectivités locales, la Direction Régionale de l'environnement, de l'aménagement et du Logement (DREAL) de la région Nord-Pas-de-Calais et les différentes associations), l'enquête publique a été ouverte à l'automne 2012, les conclusions étant attendues début 2013.

Au Royaume-Uni, EDF Energy mène des réunions régulières (trimestrielles ou trois à quatre fois par an en fonction des demandes) avec les parties prenantes locales sur les questions liées aux activités et à leurs impacts.

En 2012, EDF Energy a ouvert quatre de ses nouveaux centres d'accueil chargé d'informer les visiteurs sur l'énergie nucléaire et la production d'électricité et d'informer sur les activités de la société à travers un certain nombre d'expositions, de films et d'affichages interactifs. Trois ouvertures supplémentaires sont programmées en 2013.

De plus, une étude indépendante réalisée sur les populations vivant à proximité des sites de production, a montré quelques améliorations par rapport à l'année précédente, avec une opinion favorable au nucléaire en hausse de 3 %.

6.6.3.2.2 L'éclairage de panels indépendants

Plusieurs panels d'experts apportent aux dirigeants du Groupe et ses sociétés leur vision externe : le Panel développement durable au niveau du Groupe, les Conseils du développement durable, scientifique et médical pour EDF en France, le *Stakeholder Advisory Panel* pour EDF Energy, le *Social Committee* pour Edison.

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. En 2012, le Panel développement durable Groupe s'est réuni sur le thème de la stratégie CO₂ du groupe EDF.

Le 13 décembre 2012 a été mis en place le Conseil du développement durable, nouvelle instance de dialogue avec les parties prenantes du Groupe fusionnant les précédents Conseils de l'environnement et sociétal. Ce Conseil est composé de personnalités représentatives des différents enjeux liés à l'impact des installations et des activités du groupe EDF en matière de développement durable. Il a notamment pour vocation de *challenge* les dirigeants et experts de l'entreprise sur les options qu'elle se propose de prendre et qui ont trait au développement durable. La première session s'est déroulée le 13 décembre 2012 sur le thème de la précarité énergétique en France.

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 faisant l'objet d'un rapport détaillé et d'un avis sous forme de recommandations au Président d'EDF. En 2012, le Conseil a traité le sujet du futur des réseaux de transport d'électricité et l'aval du cycle du combustible nucléaire. Lors d'une séance spéciale, les conseillers ont pu débattre avec le Président sur des sujets de leur choix, en rapport avec l'évolution de l'environnement de l'entreprise et celle des sciences et techniques.

Le Conseil médical d'EDF, composé de personnalités du monde médical, professeurs d'université dont les orientations portent en particulier sur la santé publique, la biophysique, l'éthique, la santé au travail et environnementale, l'épidémiologie et la toxicologie, est un organe de réflexion et de conseil sur un certain nombre de thèmes sanitaires d'actualité en lien avec les activités d'EDF. Il est présidé par le professeur André Aurengo, membre de l'Académie de médecine. Le Conseil médical s'est réuni en session plénière à trois reprises en 2012. Les thèmes qui ont été traités couvrent l'essentiel des questions de santé, santé professionnelle et santé environnementale, qui font débat : les conséquences sanitaires de l'accident de Fukushima, les projets d'étude sur les leucémies infantiles et l'exposition résidentielle au champ magnétique, la réforme de l'organisation de la médecine du travail en France, les modalités des études toxicologiques face à l'introduction des nanomatériaux, la prise en compte des recommandations sur la surveillance médico-professionnelle des travailleurs postés.

6.6.3.2.3 Une stratégie de partenariats développement durable réorientée

Chaque projet de partenariat du Groupe est désormais étudié par le Comité des partenariats. Les partenariats développement durable portent sur deux volets : la biodiversité, d'une part, et la lutte contre la précarité énergétique et l'exclusion, d'autre part (voir section 6.6.3.3.1 (« Contribution à la lutte contre la précarité énergétique »)).

Dans un double contexte de réglementations renforcées et de la nouvelle gouvernance de l'environnement issue du Grenelle de l'environnement,

la biodiversité est un enjeu de pérennisation et de développement des activités d'EDF en France comme à l'international. La conduite de la politique biodiversité du Groupe nécessite l'appui d'expertises externes comme celles de la Ligue pour la protection des oiseaux, du Conservatoire du littoral, des Réserves naturelles de France, du Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature, de la Fédération nationale pour la pêche en France... Ces partenariats historiques ont été noués pour favoriser les échanges techniques et le dialogue, soutenir des projets conduits par les associations et mettre en œuvre des programmes techniques concrets portés par les directions métiers et les sociétés d'EDF.

Réalisations 2012

Ligue pour la protection des oiseaux	<ul style="list-style-type: none"> ■ Implication des salariés d'EDF dans des programmes de science participative (inventaire « Wetlands » sur les oiseaux migrateurs, Observatoire des oiseaux des jardins). ■ Accompagnement à la gestion de sites naturels de 5 centrales de production : Aramon (thermique), Penly (nucléaire), Plobsheim, La Vanelle et Caradache (hydraulique). ■ Soutien à l'organisation du premier festival « Bird Fair » à Paimboeuf.
Conservatoire du Littoral	<ul style="list-style-type: none"> ■ Programme Grands Lacs (colloque sur la fonction des grands lacs, groupes de travail sur la définition des enjeux environnementaux autour des grands lacs, publication de l'ouvrage <i>les Grands Lacs français</i>). ■ Restauration d'un ancien site industriel autour de l'étang de Berre.
Réserves naturelles de France	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aménagement écologique d'un sentier de randonnée dans la réserve naturelle de la Petite Camargue alsacienne. ■ Restauration d'espèces végétales dans le Parc national des Pyrénées. ■ Formation de salariés d'EDF à la mise en place de plans de gestion d'espaces naturels.

En parallèle, dans le contexte du débat sur la transition énergétique, la Direction Développement Durable a poursuivi ses actions avec des partenaires stratégiques, des *think tanks* et des chaires de recherche, comme celle de l'université Paris-Dauphine. Le partenariat avec la Fondation Nicolas-Hulot pour la nature et l'homme (« FNH ») s'oriente sur le soutien au *think tank* de la transition écologique créé par la FNH, constitué d'universitaires, de chercheurs et de scientifiques reconnus, dans l'objectif de faire émerger de nouvelles idées et propositions pour opérer la transition écologique et les faire connaître au grand public.

EDF maintient son aide à l'Institut du développement durable et des relations internationales (« IDDRI ») pour développer la dimension internationale de ce *think tank* de l'Institut des études politiques. EDF apporte son soutien à trois programmes très liés à ses activités et engagements de développement durable : climat, économie de la biodiversité et fabrique urbaine. Dans le cadre du « Club villes » de l'IDDRI, EDF apporte son expérience au projet « Émergent » (programme Movida du ministère de l'Écologie), dont l'objet est d'analyser les consommations énergétiques des ménages et d'identifier l'émergence de nouveaux comportements dans les écoquartiers.

Dans le cadre du partenariat avec le R20 – *Regions of Climate Action*, ONG qui regroupe 37 régions des pays du Nord et du Sud, des entreprises et des institutions de financement, EDF a poursuivi l'action engagée en 2011 avec la région marocaine l'Oriental autour de l'efficacité énergétique dans les bâtiments : accompagnement du plan régional d'efficacité énergétique, formalisation d'une charte de bonnes pratiques destinée aux professionnels du bâtiment, préparation d'actions de formations pour les décideurs publics.

6.6.3.2.4 Information sur les enjeux énergétiques et du développement durable

Les sociétés du Groupe ont renforcé en 2012 leurs programmes de sensibilisation du grand public et des publics jeunes à la maîtrise de l'énergie et aux enjeux de développement durable, diffusés sur Internet et dans le cadre d'événements ou de conférences dans les milieux scolaires. Elles s'appuient sur des partenariats menés avec le monde associatif et éducatif.

Principales actions 2012

EDF (France)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Réalisation d'un pavillon grand public présentant les enjeux énergétiques lors des Jeux olympiques de Londres 2012. ■ Co-réalisation de l'exposition « Habiter demain, réinventons nos lieux de vie » avec la Cité des sciences et de l'industrie, qui sensibilise notamment aux actions de maîtrise des consommations et d'efficacité énergétique. ■ Diffusion à 5 000 exemplaires de la brochure <i>Que fait-on avec 1 kWh ?</i> lors des événements grand public auquel participe l'entreprise. ■ Renforcement des contenus pédagogiques sur le site internet dédié aux jeunes publics (http://jeunes.edf.com ; plus de 197 000 visites en 2012), avec jeu en ligne « Mission économie d'énergie », tests d'éco-consommation, et lancement national du Trophée Electis de l'électricité et du développement durable à destination des collégiens et lycéens. ■ Réalisation de 1 957 conférences sur les enjeux du développement durable dans les collèges et les lycées, en lien avec les programmes scolaires et à la demande du corps enseignant. ■ Réalisation de 2 900 conférences « Branche-toi sécurité » dans les écoles primaires, intégrant un volet économie d'énergie dans les usages à la maison.
EDF Energy (Royaume-Uni)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Programme éducatif sur Internet « The Pod » en partenariat avec le programme européen Éco-écoles et l'ONG britannique Eden Project, auquel participent plus de 14 600 écoles et qui a réuni plus de 8 millions d'enfants depuis son lancement. ■ Renforcement du partenariat avec le Festival des sciences de Cheltenham (<i>Cheltenham Science Festival</i>) afin de promouvoir les carrières scientifiques dans les écoles et soutenir le programme d'apprentissage. ■ Soutien au programme Génération Science, exposition itinérante en Écosse.
Edison (Italie)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Achèvement du programme <i>Eco Generation School is the climate's friend</i> mené avec l'ONG Legambiente à destination d'écoles pilotes (15 écoles dans 15 villes italiennes) qui apprend aux élèves à évaluer l'efficacité énergétique de leur établissement et les aide à rechercher des solutions de maîtrise des consommations d'énergie ; il devrait évoluer en un programme permanent d'efficacité énergétique, disponible pour toutes les écoles, les collectivités locales et le ministère de l'Éducation. ■ Participation à une exposition interactive au Musée des sciences et de la technologie de Milan. 400 élèves d'une école secondaire ont pris part à l'atelier « Science et technologie de la production de l'énergie », un voyage interactif pour explorer la production et la consommation d'énergie. ■ Promotion du programme télévisé grand public « Monsieur Vert arrive », qui apprend aux familles à réduire leurs consommations d'électricité et de gaz et délivre des conseils pour recycler des produits.
BE ZRt (Hongrie)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Informations sur les enjeux énergétiques auprès de 1 000 jeunes scolaires invités à venir visiter les centrales de cogénération de l'entreprise hongroise.
Groupe Électricité de Strasbourg (France)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Conseils pour une utilisation maîtrisée des ressources et mise en place d'une rubrique « éco-gestes » sur Internet (http://ecocitoyens.es-energies.fr).
EDF Asie-Pacifique	<ul style="list-style-type: none"> ■ Édition d'un ouvrage sur les usages de l'électricité et l'utilisation raisonnée des ressources naturelles à destination des enfants des zones rurales, diffusé en Chine, Thaïlande, Vietnam et Laos. Le livre est intégré désormais dans les programmes éducatifs scolaires.

6.6.3.3 Le domaine sociétal

La politique sociétale du groupe EDF est partie intégrante de la politique de développement durable Groupe et s'inscrit dans le respect des principes du Pacte mondial des Nations unies. Les principes de la politique sociétale, tous comme ceux de la politique environnementale ou de l'éthique, sont repris au sein de l'accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE).

Cette politique s'organise autour de 3 grandes orientations :

- favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité énergétique pour les personnes vulnérables ;
- contribuer au développement économique et social des territoires où EDF opère ;
- contribuer au débat sur le développement durable et les activités d'EDF, en favorisant le dialogue local et la connaissance des enjeux énergétiques.

6.6.3.3.1 Contribution à la lutte contre la précarité énergétique

La question de la précarité énergétique est croissante dans toute l'Europe et connaît une grande diversité de situations d'un pays à l'autre, tant dans sa définition, que dans la prise en compte de la question par les pouvoirs publics, ou dans l'implication des énergéticiens. Dans tous les cas, elle reflète la montée de la précarité économique. Selon les dernières statistiques disponibles en France, quelque 3,4 millions de ménages étaient en situation de précarité énergétique, soit 13 % des foyers ; au Royaume-Uni, ce nombre est estimé à 5,5 millions, soit 21 % de la population¹.

Dans ce contexte, le groupe EDF renforce son implication dans la lutte contre la précarité énergétique au-delà des cadres réglementaires, formant l'engagement de soutenir ses clients les plus vulnérables en travaillant avec les gouvernements, les autorités locales, les organisations non gouvernementales et d'autres parties prenantes à promouvoir l'usage le plus efficace possible de l'énergie, afin de réduire les coûts de consommation et développer pour les ménages vulnérables des solutions et programmes spécifiques à chaque pays.

1. Department of Energy and Climate Change : Annual report on fuel poverty statistics 2011.

En France, par des opérations menées dans le cadre de dispositifs publics¹ et au-delà, l'action d'EDF s'articule autour de trois volets : l'aide au paiement, l'accompagnement des clients en difficulté et la prévention, en particulier par la rénovation thermique des logements des foyers en situation de précarité.

Concernant l'aide au paiement, EDF a contribué à hauteur de 23 millions d'euros en 2012 au Fonds de solidarité pour le logement (FSL), qui participe à l'apurement des factures impayées de clients rencontrant des difficultés : près de 190 000 ménages en ont bénéficié. Dans le souci d'éviter les coupures d'électricité à toute personne identifiée comme démunie, EDF a prolongé la période dite « de trêve hivernale » du 15 mars (obligation légale) au 1^{er} avril, l'étendant également à tous les clients bénéficiaires de tarifs sociaux et pas seulement aux foyers ayant bénéficié d'une aide FSL l'année écoulée.

Concernant le volet accompagnement, en 2012 EDF a porté à 324 000 le nombre d'actions menées dans le cadre de sa démarche « Accompagnement énergie » auprès des clients en difficulté (210 000 en 2011) qui permet de trouver avec eux des solutions adaptées à leur situation : délais de paiement, orientation vers des services sociaux, conseils pour réaliser des économies d'électricité. En parallèle, l'entreprise a renforcé sa présence dans les structures de médiations sociales (Point d'information médiation multiservice, Agence nationale d'information sur le logement), lui permettant de se rapprocher de ces clients, de les conseiller sur leur accès aux droits, l'usage des énergies et de faciliter le paiement de leur facture : en 2012, EDF est impliquée dans 170 points d'accueil-médiation (150 en 2011).

EDF accompagne également des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie avec les centres communaux d'action sociale, le Secours catholique, le Secours populaire, SOS Familles / Emmaüs France, ainsi qu'avec l'association Unis-cités, dans le cadre du programme Médiaterre.

En Corse et dans les départements et collectivités d'outre-mer, SEI distribue gratuitement aux clients démunis, depuis trois ans, des kits lampes basse opération consommation et multiprises coupe-veille (« Packécoc ») afin de les aider à maîtriser leur consommation d'électricité. En 2012, EDF a diffusé des kits de régulation de l'eau domestique (« HydroEko ») permettant de réduire jusqu'à 10 % la consommation d'énergie liée au chauffe-eau électrique : 70 000 dans l'île de la Réunion, 15 000 en Guyane, 20 000 en Martinique, 20 000 en Guadeloupe et 16 000 en Corse.

Par ailleurs, en Guadeloupe, EDF a noué un partenariat avec la Société d'économie mixte d'aménagement du département pour promouvoir les équipements énergétiques performants dans l'habitat social et s'est associé aux Caisses d'allocations familiales pour proposer aux allocataires les plus modestes une aide de 100 euros pour l'achat d'appareils électroménagers basse consommation.

Concernant le volet prévention, EDF développe des actions partenariales de lutte contre la précarité énergétique, par l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements occupés par des personnes en situation de précarité. EDF est un partenaire majeur du programme Habiter Mieux (pilote par l'Agence nationale pour l'amélioration de l'habitat) dans le cadre d'une convention signée en 2011. EDF s'engage à apporter une contribution financière qui pourra atteindre 49 millions d'euros et à participer au repérage des ménages concernés. Ce programme vise la rénovation thermique de 58 000 logements de ménages précaires sur la période 2011-2013. Lancé par l'État fin 2010, ce programme vient en aide aux ménages les plus modestes, propriétaires des logements énergivores, en finançant et en accompagnant des travaux de rénovation thermique. Le gain énergétique doit être au minimum de 25 %. En 2012, 13 000 rénovations ont été engagées. Ce programme destiné actuellement aux propriétaires occupants devrait connaître une évolution significative en 2013 par son ouverture aux propriétaires bailleurs et une action renforcée sur les copropriétés.

Cet engagement vient renforcer les contributions volontaires de l'entreprise, notamment l'opération « Toits d'abord », partenariat signé en décembre 2012 avec la Fondation Abbé-Pierre, qui vise la construction sur trois ans de 2 000 logements destinés à des populations défavorisées. Elle

fait suite au programme « 2 000 toits, 2 000 familles », qui, depuis 2009, a permis de construire ou rénover des logements sociaux énergétiquement efficaces pour 2 025 familles très vulnérables.

EDF développe également l'offre « Montant de charges », dont le but est de renforcer la performance thermique des logements et de réduire les émissions de CO₂. Cette offre s'applique au marché du logement résidentiel social, existant ou neuf. Il s'agit d'accompagner les bailleurs sociaux dans la réalisation de travaux de rénovation ou de construction, éligibles aux certificats d'économies d'énergie. Après évaluation, EDF et le bailleur social conviennent ensemble du programme de réhabilitation et d'un objectif de performance. 151 000 logements sociaux ont ainsi pu être rénovés en 2012.

Dans les autres sociétés du Groupe :

- Au-delà de ses obligations réglementaires et de ses opérations de mécénat, le dispositif du Groupe Électricité de Strasbourg (ÉS) repose sur les engagements suivants :
 - participation volontaire renforcée au Fonds de solidarité logement (100 000 euros), qui a permis en 2012 de venir en aide à plus de 1 000 clients précaires ;
 - prévention des difficultés de paiement par la formation d'acteurs sociaux et information des populations concernées pour mieux gérer leurs consommations ;
 - accompagnement personnalisé de chaque client en difficulté, qui bénéficie du maintien de l'énergie à la puissance souscrite le temps d'entreprendre les démarches nécessaires auprès des services sociaux ;
 - remise de « chèques énergie » via huit associations, dans le cadre d'une convention d'aide aux clients en difficultés.
- ERDF travaille à la détection des clients en situation de précarité et à la prévention de la suspension de fourniture d'énergie, quel que soit le fournisseur concerné. En 2012, ERDF a signé également deux conventions avec le Comité national des régies de quartier et l'Union nationale des points d'information multiservices pour mieux informer les ménages en difficulté des dispositifs d'aide à leur disposition.
- Au Royaume-Uni, le décret gouvernemental *Warm Home Discount Regulations* (avril 2011) a institué pour quatre ans l'obligation aux fournisseurs d'énergie qui ont plus de 250 000 clients d'apporter un soutien aux personnes en situation ou à risque de précarité énergétique. Cette réglementation remplace les actions volontaires engagées jusqu'alors par les fournisseurs dans le cadre de l'Engagement volontaire du fournisseur. Le montant collectif de cette obligation s'est élevé à 250 millions de livres sterling sur 2011-2012 pour passer à 310 millions de livres sterling d'ici 2014. EDF Energy estime ses dépenses à environ 26 millions de livres sterling la première année.

EDF Energy a appliqué le tarif réduit *Energy Assist* à 145 000 clients en 2012. Cette tarification a été supprimée pour les nouveaux clients en juillet, au profit des remises sur factures d'électricité instaurées par le plan *Warm Home Discount*. Sur l'hiver 2011-2012, 136 800 remises de 120 livres sterling ont été versées. EDF Energy estime à 190 000 le nombre de remises qu'il effectuera sur l'hiver 2012-2013.

EDF Energy assure de façon automatique la tarification la moins chère du marché à toutes les personnes âgées qui ont été identifiées par le *Department of Work and Pensions*, le ministère du Travail et des Retraites. En avril 2012, l'entreprise, dont les prix standards pour l'électricité et le gaz figurent parmi les moins chers, a lancé « Blue+ Price Promise », une offre qui informe tous les clients britanniques de la possibilité d'économiser plus d'un livre par semaine sur leur consommation standard, quel que soit le fournisseur. Tout client qui y souscrit bénéficie d'un tarif gelé jusqu'en septembre 2013 et ne se voit facturé d'aucuns frais de clôture de dossier s'il souhaite partir à la concurrence.

1. EDF distribue les tarifs sociaux de l'électricité (Tarif Première Nécessité, de façon exclusive) et du gaz naturel (Tarif Spécial de Solidarité), respectivement compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) et la Contribution au tarif spécial de solidarité du gaz (CTSSG). Suite à une modification réglementaire intervenue en mars 2012 qui simplifie les modalités d'accès aux tarifs sociaux de l'énergie et permet aux ayants droit identifiés comme clients EDF d'y prétendre, plus d'un million de foyers en métropole, en Corse et outre-mer ont pu bénéficier du tarif TPN en 2012 (635 000 en 2011).

Le programme gouvernemental *Community Energy Saving* (« CESP ») s'est achevé en 2012. D'une durée de trois ans, il visait à améliorer l'isolation des quartiers défavorisés et concernait plus de 100 000 logements. À fin 2012, EDF Energy y aura contribué à hauteur de 89 millions de livres sterling, au bénéfice de 30 000 foyers très vulnérables. Une nouvelle obligation aux fournisseurs ECO fait suite au CESP et y intègre les objectifs du CERT, un précédent programme gouvernemental de réduction des émissions de CO₂. Plus vaste, il cible la rénovation totale de logements résidentiels, isolation complète plus chauffage, fixe aux fournisseurs des objectifs de réduction des coûts de chauffage et des émissions de CO₂ pour les foyers à faibles revenus. Sur la période janvier 2013-mars 2015, les obligations d'EDF Energy portent sur 500 millions de livres sterling d'économies de chauffage et sur 3,5 millions de tonnes de réduction de CO₂.

EDF Energy a poursuivi ses dons à l'association caritative indépendante Trust Fund (1,9 millions de livres sterling en 2012 pour 2 493 foyers), qui attribue, pour les remettre à niveau, des aides aux foyers très endettés suite à des difficultés conjoncturelles (maladies graves, décès) et qui dispense également des conseils individualisés contre l'endettement aux populations des principales zones où l'entreprise est implantée, ainsi que son soutien au programme *London Warm Zone*, en contribuant à la réalisation d'une enquête auprès de 10 000 foyers dans les quartiers les plus défavorisés de Londres pour identifier les bénéficiaires éventuels de primes au service d'une isolation et d'un chauffage plus efficaces.

L'entreprise a également engagé de nouveaux partenariats :

- financement de la *National Energy Action* pour former à l'efficacité et à la précarité énergétiques non seulement des personnels en contact direct avec les foyers à faibles revenus, mais aussi des bénévoles de coopératives de crédit ;
- financement du programme *Impetus Consulting*, qui aide les petites associations de logement social à soutenir leurs locataires en situation de précarité énergétique.

- En Pologne, les différentes sociétés du Groupe, qui produisent de l'électricité et de la chaleur mais ne gèrent pas de clients particuliers, poursuivent les conventions qu'elles ont signées avec des municipalités, des distributeurs et des ONG pour aider les populations fragiles, soit par des aides financières directes et des chèques énergie (EC Zielona Góra, Kogeneracja, EDF Wybrzeże, EDF Torun), soit par la fourniture de chaleur à titre gracieux à des organismes et établissements liés aux collectivités locales (EDF Krakow).
- En Hongrie, en février 2012, EDF Démász a mis en place en partenariat avec la branche hongroise de l'Ordre de Malte un programme d'aide aux factures impayées pour les familles les plus vulnérables.

6.6.3.3.2 Contribution au développement économique et social des territoires ou EDF opère

Le groupe EDF souhaite cohabiter de façon harmonieuse avec les territoires où il opère. Pour cela, les impacts induits par ses ouvrages et ses activités sur les territoires sont identifiés et managés, en recherchant au plus tôt, et avec les parties prenantes concernées, les opportunités de contribution au développement économique et social des territoires, en tant que partenaire de long terme. Ainsi EDF contribue-t-il tout particulièrement à l'insertion de personnes vulnérables. EDF s'affiche comme un acteur de la cohésion sociale et territoriale.

Contribution au développement local et à l'insertion de personnes vulnérables

EDF est particulièrement attentif à sa contribution au développement économique local et privilégié, autant que possible, l'emploi local.

Développement économique et création d'emplois locaux

Principales actions 2012

En France	<ul style="list-style-type: none"> ■ Lancement en 2012 du programme « Une rivière, un territoire », dispositif d'accompagnement au développement économique local par l'apport d'expertise (juridique, contrôle de gestion, management de projet...) et de financement à des acteurs locaux, si leurs projets maintiennent ou développent l'emploi local et innovent dans les domaines de l'eau, de l'énergie et de l'environnement. Une première agence de développement économique a ouvert à Rodez en avril 2012, qui couvre les vallées du Lot, de la Truyère et du Tarn. Un budget annuel de 3 millions d'euros lui a été alloué. ■ Création de plus de 7 000 emplois directs et indirects dans le cadre du développement de 1,5 GW de capacités d'éolien <i>off-shore</i> en France en association avec Alstom. ■ Promotion des achats solidaires par différents canaux : <ul style="list-style-type: none"> ■ l'accord triennal pour l'intégration des personnes handicapées (volet relatif aux achats aux établissements et services d'aide par le travail, aux entreprises adaptées et aux organismes employant en majorité des travailleurs handicapés – objectif annuel d'achat de 6 millions d'euros dépassé avec 7,6 millions d'euros d'achats aux secteurs protégés et adaptés pour EDF en 2012) ; ■ l'accord Sous-traitance socialement responsable ; EDF développe ses achats au secteur de l'insertion par l'activité économique (plus de 1,5 million d'euros en 2012).
Au Maroc	<ul style="list-style-type: none"> ■ Engagement d'EDF Énergies Nouvelles et ses partenaires Mitsui et Alstom à allouer au moins 30 % des travaux de construction du projet éolien Taza à des entreprises marocaines.

Insertion des personnes vulnérables et des jeunes

À fin 2012, en matière d'insertion professionnelle, EDF et ERDF ont dépassé leur objectif d'offrir à 1 000 personnes éloignées de l'emploi une opportunité d'insertion, de qualification en alternance et de validation d'une expérience de travail dans un métier « porteur ».

Principales actions 2012

- En France
- EDF mène des programmes spécifiques visant à former des jeunes à ses métiers, et tout particulièrement des jeunes ayant des difficultés d'accès à l'alternance. C'est le cas avec « Trait d'Union », en Ile-de-France et Méditerranée, dispositif mis en place par la Direction Commerce d'EDF qui s'engage dans l'insertion et la qualification de jeunes autour des métiers de conseiller clientèle, ou encore « Tremplin » en région Sud-Ouest et « Académie Bleu Ciel » sur la région Nord-Ouest. En 2012, 200 personnes ont bénéficié d'un de ces dispositifs.
 - À Flamanville, depuis 2009, près de 490 personnes éloignées de l'emploi, identifiées selon des critères proposés par EDF et déclinés par les représentants de l'emploi ont été embauchées dans le cadre d'une structure d'insertion par l'activité économique (« SIAE »).

Contribution à la cohésion sociale et territoriale

En France, le 28 septembre 2010, l'État et neuf grands opérateurs de service public, dont EDF, ont signé un accord de partenariat (« + de services ») pour étoffer et mutualiser l'accès à l'offre de services accessible aux populations des territoires ruraux. Ce partenariat vise à regrouper dans des lieux uniques un ensemble d'offres à destination des populations rurales. En plus des sites existants, 60 nouveaux points partenariaux seront ouverts avec la collaboration d'EDF. L'expérimentation, menée dans 22 départements, inclut notamment la création de nouveaux points d'information et de médiation multiservices (« PIMMS »), de relais de services publics (« RSP ») hébergés pour la plupart par des collectivités territoriales ou leurs groupements. Le protocole a pour objectif de simplifier l'accès des services à tous les publics par la collaboration entre les signataires et la complémentarité entre prestations classiques, nouvelles technologies et points d'accueil physiques multiservices. À fin 2012, 21 contrats départementaux sur 22 ont été signés. La signature du contrat départemental du Cher est programmée début 2013.

6.6.3.3.3 Sous-traitance et achats responsables

L'accord EDF sur la sous-traitance socialement responsable signé en octobre 2006 est une déclinaison de l'accord RSE du Groupe. Il a été reconduit pour une durée indéterminée et met notamment en exergue la volonté de maintenir, dans la durée, des partenariats industriels et de services, afin que les prestataires puissent conforter leurs activités et renforcer leur capacité à se développer de manière durable au-delà de la seule passation de marchés ponctuels ou de court terme.

Il garantit aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés que les interventions pour le compte d'EDF s'effectueront dans les meilleures conditions d'emploi, de qualification, de travail et de santé-sécurité, en toute connaissance des risques inhérents aux activités exercées. Le comité de suivi de cet accord, mis en place en 2007, se réunit trois fois par an, avec la participation des signataires et des représentants des métiers d'EDF et examine l'avancement des actions prévues dans le cadre de cet accord.

Plusieurs types d'actions sont mis en œuvre dans les différents métiers d'EDF, comme :

- l'amélioration de l'accueil et des conditions de travail des prestataires sur les sites de production nucléaire et thermique ;
- des actions concertées avec les entreprises prestataires dans le nucléaire pour accroître l'attractivité du secteur et développer des formations adaptées ;
- l'obtention du Label responsabilité sociale (« LRS ») dans la catégorie « Centres de relations clients intégrés » des centres de relation clientèle dans le nouveau cadre LRS, sensiblement plus exigeant ;
- une charte du développement durable entre EDF et ses fournisseurs. En outre, des critères à caractère environnemental, social et sociétal sont pris en compte dans les stratégies d'achat (évaluation de l'aptitude des fournisseurs et retour d'expérience), dès le stade d'élaboration du cahier des charges en étroite concertation avec les métiers prescripteurs. La charte est intégrée aux conditions générales d'achats et signée systématiquement par tout fournisseur contractant avec EDF.

Elle comprend des engagements réciproques parmi lesquels on peut notamment citer :

- la réalisation d'audits « développement durable – responsabilité sociale » chez les prestataires et fournisseurs pour vérifier la mise en œuvre de ces engagements,
- l'intégration des critères de responsabilité sociale dans la constitution du panel des fournisseurs et dans le retour d'expérience après réalisation des prestations,
- l'intégration dans la formation des acheteurs, prescripteurs et acteurs du processus d'achats de modules portant sur la sous-traitance socialement responsable.

En 2012, comme en 2011, un programme de 57 audits de développement durable a été réalisé à partir d'un référentiel fondé sur les normes SA 8000 et ISO 14001 et d'une analyse de criticité, concernant des fournisseurs d'EDF implantés partout dans le monde. L'analyse détaillée des audits de 2011 a montré que 93 % des audits ont des résultats « satisfaisants » ou « acceptables avec commentaires ».

L'analyse des audits 2012 est actuellement en cours de réalisation.

6.6.3.3.4 Santé et sécurité des consommateurs

En France, EDF propose à ses clients particuliers un service de Diagnostic Sécurité Électrique, en partenariat avec Consuel¹. Ce service visant la sécurité des installations électriques intérieures propose la visite d'un technicien qualifié : contrôle des points clés de sécurité de l'installation électrique privative du client dans toutes les pièces accessibles de son logement, vérification du respect des exigences minimales de sécurité au regard de la norme UTE XP C 16-600 « État des installations électriques des immeubles à usage d'habitation ». Un rapport de diagnostic est délivré au client, recensant les éventuelles anomalies constatées et les risques encourus associés. Des conseils génériques pour y remédier sont délivrés, idéalement à faire réaliser par un électricien professionnel. En 2012, 1 776 diagnostics sécurité électrique ont été vendus.

6.6.4 Dispositifs de reporting

L'engagement de transparence vis-à-vis des parties prenantes s'exerce à travers l'action de *reporting* et de notation extra-financière. EDF publie annuellement un rapport de développement durable sur son site internet, qui analyse les impacts environnementaux, sociétaux et sociaux des activités industrielles et commerciales du Groupe.

Reporting extra-financier

Le *reporting* s'appuie sur les indicateurs extra-financiers définis par la *Global Reporting Initiative*, s'inscrit dans le cadre des obligations de la loi française NRE et de l'article 225 de la loi Grenelle 2 (décret d'application du 24 avril 2012) et s'adosse aux engagements internationaux du *Global Compact*, dont le Groupe est parmi les premiers signataires.

1. Consuel (Comité national pour la sécurité des usagers de l'électricité) est une association reconnue d'utilité publique chargée du visa d'attestations de conformité des installations électriques des habitations neuves ou entièrement rénovées après leur éventuel contrôle.

Le contenu et la forme du *reporting* du Groupe sont l'objet d'une démarche de progrès continu : renforcement des *process* de remontées des données qualitatives ; publication d'une cartographie des modes de relation des sociétés du Groupe avec leurs parties prenantes ; publication des audits fournisseurs ; comparaison des performances d'EDF à celles de son secteur ; intégration de points de vue de parties prenantes (autorité de sûreté, prestataires, clients) ; simplification des parcours d'accès à l'information pour l'internaute ; intégration d'infographies pédagogiques (enjeux environnementaux, sociétaux et sociaux pour les activités du Groupe) ; publication des résultats des évaluations des agences de notation extra-financières.

Le Groupe s'est également engagé dans une démarche progressive de vérification de la qualité de ses indicateurs par ses Commissaires aux comptes.

Pour l'exercice 2012, le collège des Commissaires aux comptes a émis un rapport exprimant une assurance raisonnable sur les indicateurs « émissions de CO₂ (pour la production d'électricité et de chaleur) » et « effectif total fin de période réparti par sexe et par âge » et une assurance modérée sur une sélection d'indicateurs environnementaux et sociaux.

Les informations de développement durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extra-financière agissant pour le compte d'investisseurs.

La synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux est disponible en annexe E du présent document de référence.

Notation extra-financière

En mars 2012, EDF a été admis par le *FTSE4Good Policy Committee* au sein du prestigieux index *FTSE4Good* à la suite d'une analyse indépendante approfondie et au regard de leurs critères sociaux, environnementaux et de sûreté nucléaire. EDF fait donc désormais partie des cinq opérateurs nucléaires mondiaux qui répondent aux critères stricts développés et suivis par le *FTSE4Good Policy Committee*.

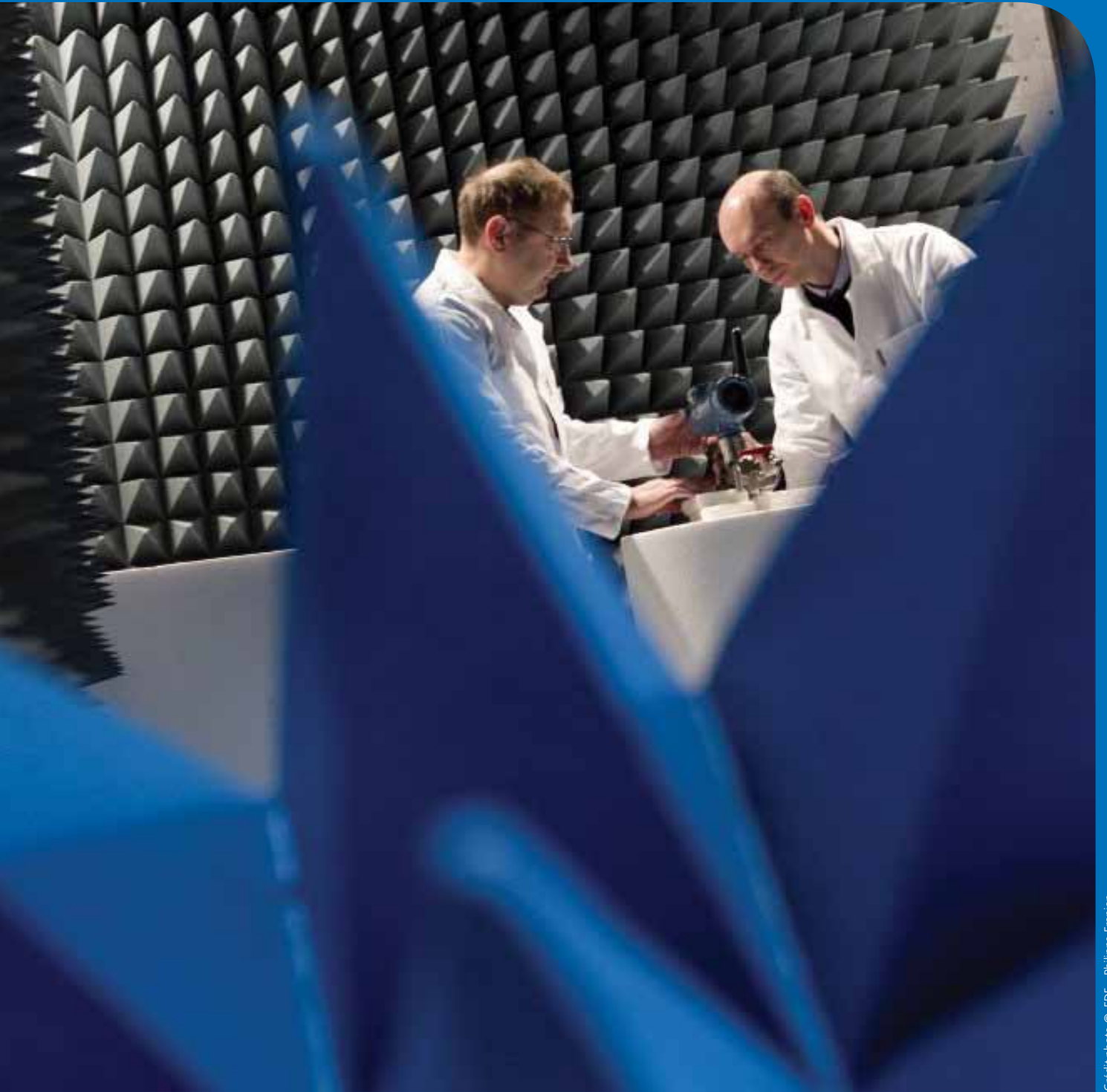
Depuis 2005, EDF a intégré l'indice ASPI, indice « éthique » regroupant 120 entreprises évaluées sur la base de leur performance de développement durable par l'agence de notation française Vigeo. Depuis 2012, EDF est également membre des indices Vigeo France 20, Vigeo Europe 120 et Vigeo World 120. En 2012, EDF a obtenu une note de 55/100.

EDF répond également au *Carbon Disclosure Project* (« CDP »).

En 2012, 81 % (405) des sociétés du classement *Global 500* ont répondu au questionnaire du CDP, avec en France un taux de 97 % pour le CAC 40, révélateur de l'importante implication des plus grandes entreprises françaises en matière de transparence et de réduction des émissions de CO₂.

Pour l'année 2012, EDF a obtenu 87 au score de transparence (+ 25 points par rapport à 2011) et B à la note de performance.

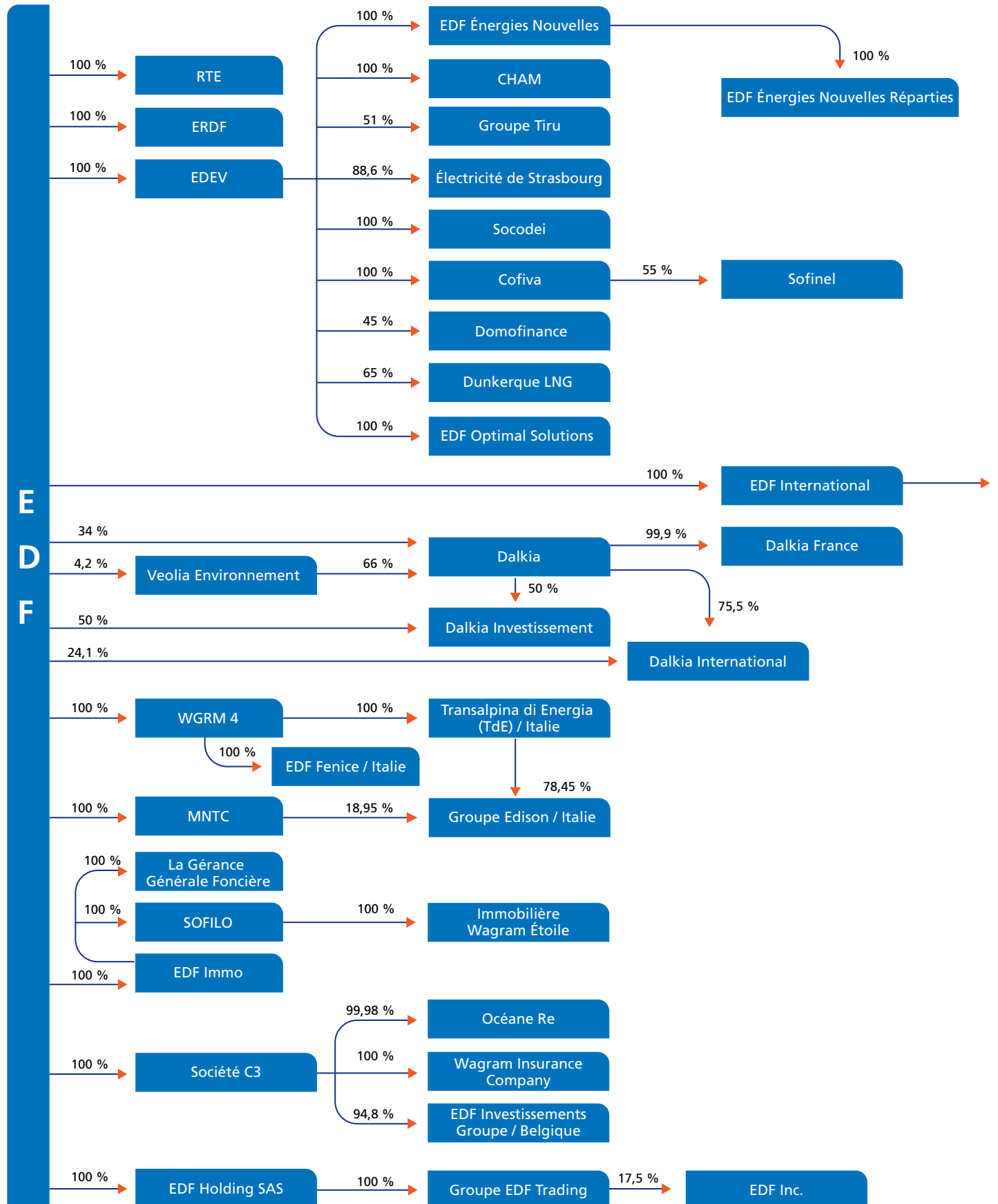
Les filiales et participations du groupe EDF développent leur *reporting* extra-financier, que ce soit par l'élaboration d'un rapport annuel de développement durable (Edison en Italie, ERDF, Électricité de Strasbourg), l'intégration de leurs enjeux de développement durable dans leur rapport d'activité (UTE Norte Fluminense au Brésil) ou par la publication d'engagements et d'indicateurs sur leur site internet (EDF Energy au Royaume-Uni, CENG aux États-Unis).

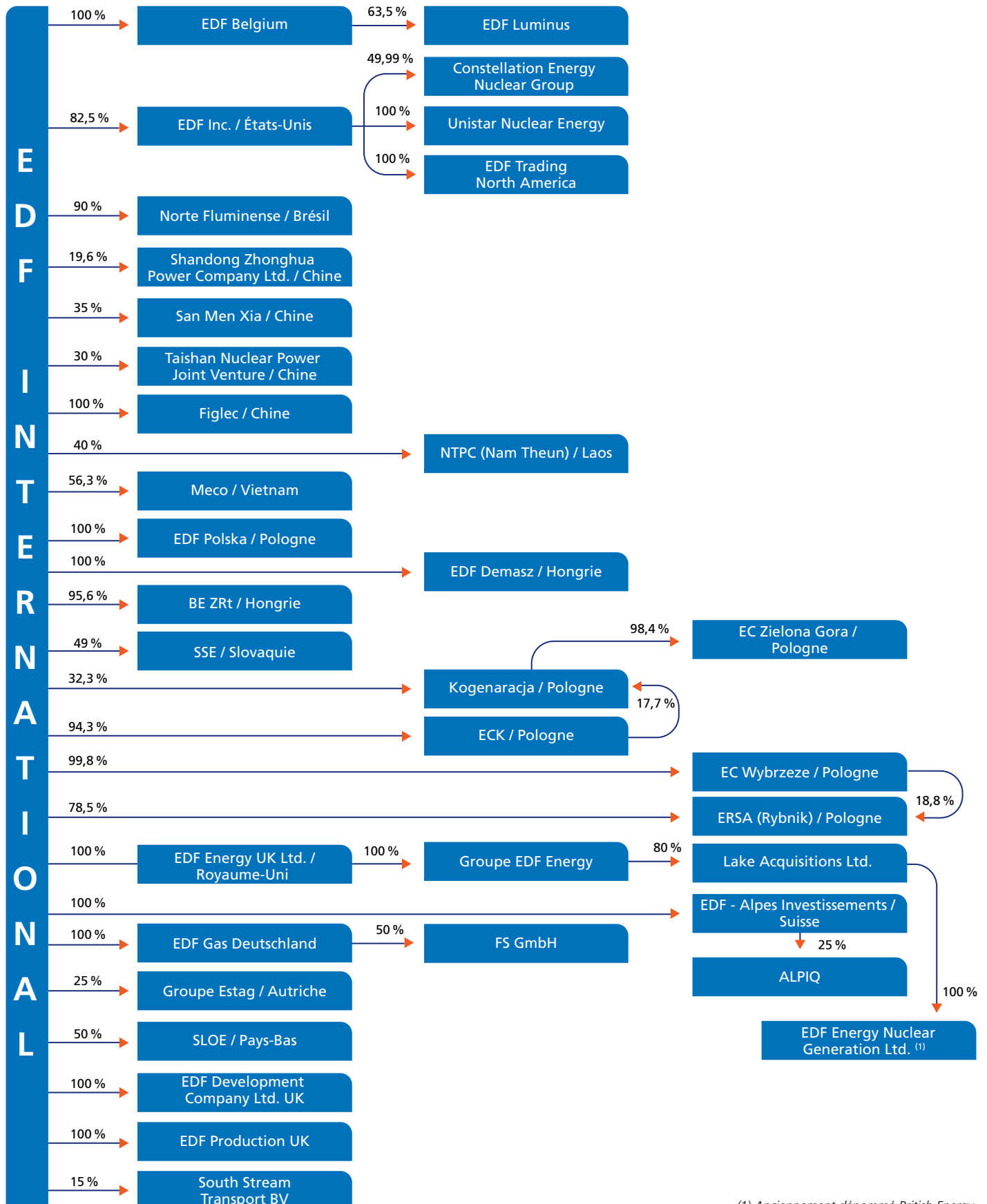


7 Organigramme

7 | Organigramme

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2012 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.





(1) Anciennement dénommé British Energy.

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 2012.

Informations relatives aux filiales

La présentation des activités des principales filiales du Groupe et leur poids économique figurent aux sections 6.2 (« Présentation de l'activité du groupe EDF en France ») et 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international ») du présent document de référence. Par ailleurs, la note 6

de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012 fournit des informations financières sur les sociétés du Groupe, par secteurs opérationnels.

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

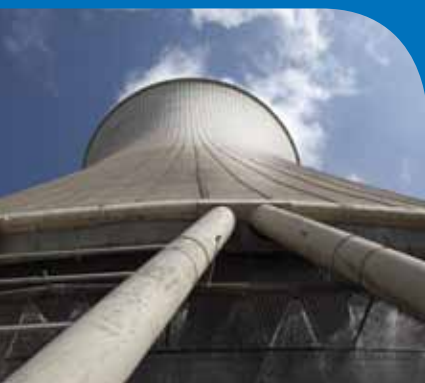
des dividendes reçus par EDF International en 2012 est de 841 millions d'euros. EDF a reçu de ses filiales consolidées en 2012 un montant total de dividendes de 2 476 millions d'euros.

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, des contrats de prestations de services intragroupe ont été mis en place avec les principales filiales du périmètre de consolidation courant 2012. EDF peut également être amené à fournir des prestations ponctuelles à certaines filiales ou entités hors Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque EDF, la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque EDF.

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.



Crédit photo © EDF – Laurent Vautrin

8 Propriétés immobilières

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 4,5 millions de mètres carrés de locaux tertiaires, dont environ 73 % sont en pleine propriété du Groupe et 27 % sont loués à des tiers (prises à bail et concessions).

Le Pôle Immobilier assure les fonctions de gestion patrimoniale, de gestion locative et d'exploitation technique des bâtiments ainsi que d'exploitation-maintenance des installations et de services à l'occupant, en mettant à disposition des surfaces par un système de sous-location aux entités et unités du Groupe. En prenant à bail auprès de tiers, la Direction de l'Immobilier a pris des engagements donnés de location sur la période 2013-2026 pour EDF à hauteur de 989 millions d'euros.

8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction

EDF est assujéti 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 2012 environ 16,2 millions d'euros (15,6 millions d'euros en 2011).

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 2012, l'encours résiduel non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élevait à 5,3 millions d'euros au bilan d'EDF (6,0 millions d'euros au 31 décembre 2011).



9

Examen de la situation financière et du résultat

9.1	Chiffres clés	166
9.2	Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2012	167
9.3	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2011	177
9.4	Flux de trésorerie et endettement financier net	185
9.5	Gestion et contrôle des risques marchés	189

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 2012 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 2012. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2012 du groupe EDF.

Les données comparatives 2011 sont retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi tel que prévu par les options de la norme IAS 19 (voir note 2 de l'annexe aux comptes consolidés) et apparaissent dans les différents tableaux du rapport de gestion sous le libellé « 2011 retraité ».

L'exercice 2012 est marqué notamment par la prise de contrôle du groupe Edison en date du 24 mai 2012 (cf. détails de l'opération au § 9.2.2.1.1). À compter de cette date, Edison est consolidé en intégration globale. Au 31 décembre 2012, le groupe EDF détient 97,40 % du capital et 99,48 % des droits de vote d'Edison.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2012 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en pourcentage sont calculées par rapport aux données 2011 retraitées.

Extrait des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 729	65 307	7 422	+ 11,4	+ 5,8
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 084	14 939	1 145	+ 7,7	+ 4,6
Résultat d'exploitation	8 245	8 452	(207)	- 2,4	
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 883	4 672	211	+ 4,5	
Résultat net part du Groupe	3 316	3 148	168	+ 5,3	
Résultat net courant ⁽¹⁾	4 216	3 607	609	+ 16,9	

(1) 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).

Extrait des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31 décembre 2012	31 décembre 2011 retraité
Actif immobilisé	140 279	128 318
Stocks et clients	36 710	34 489
Autres actifs	55 328	52 287
Trésorerie, autres actifs liquides, prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint ⁽¹⁾	17 560	16 184
Actifs détenus en vue de la vente (hors trésorerie)	241	684
TOTAL DE L'ACTIF	250 118	231 962
Capitaux propres – part du Groupe	25 858	28 483
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	4 189
Passifs spécifiques des concessions	42 551	41 769
Provisions	65 582	58 018
Emprunts et dettes financières ⁽²⁾	59 135	49 469
Autres passifs	52 089	49 897
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (hors emprunts et dettes financières)	49	137
TOTAL DU PASSIF	250 118	231 962

(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)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow opérationnel ⁽¹⁾	12 314	10 281	2 033	+ 19,8

(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.

Informations relatives à l'endettement financier net

(en millions d'euros)	31 décembre 2012	31 décembre 2011	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	59 932	50 034	9 898	+ 19,8
Dérivés de couverture des dettes	(797)	(834)	37	- 4,4
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(5 874)	(5 743)	(131)	+ 2,3
Actifs liquides	(10 289)	(9 024)	(1 265)	+ 14,0
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint	(1 397)	(1 400)	3	- 0,2
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	-	252	(252)	
ENDETTEMENT FINANCIER NET⁽¹⁾	41 575	33 285	8 290	+ 24,9

(1) 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 2012; elle prend désormais en compte les prêts du Groupe à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint.

9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2012

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 2012, les prix de l'énergie en Europe ont été impactés par la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂ ainsi que par une production d'origine renouvelable en forte progression en Allemagne.

9.2.1.1.1 Prix spot de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne 2012 en base (€/MWh)	46,9	55,2	75,5	42,6
Variation 2012/2011 des moyennes en base	- 4,1%	+ 0,3%	+ 4,6%	- 16,6%
Moyenne 2012 en pointe (€/MWh)	59,4	63,3	85,2	53,4
Variation 2012/2011 des moyennes en pointe	- 2,1%	+ 2,9%	+ 3,5%	- 12,6%

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En France, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 46,9 €/MWh en 2012, en recul de 2,0 €/MWh par rapport à l'année dernière.

Cette baisse des prix s'explique en partie par l'important repli des prix des droits d'émission de CO₂ et du charbon. La hausse des importations en provenance d'Allemagne, en raison d'une production d'origine renouvelable forte et bon marché outre-Rhin, a également poussé les prix à la baisse.

1. France et Allemagne: cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT 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.

Les prix ont également été beaucoup plus volatils cette année. La vague de froid du mois de février a ainsi conduit à des pics de prix importants tandis que durant la dernière décennie de décembre, des températures douces et une forte production d'énergie fatale¹ ont entraîné des prix faibles en fin d'année en raison d'un équilibre offre-demande extrêmement détendu. Des prix négatifs sur certaines heures ont même été observés. Dans ce contexte et compte tenu de l'état de son parc, le groupe EDF a été acheteur sur l'ensemble de ces heures où les prix étaient négatifs.

En **Allemagne**, les prix ont nettement diminué, pour s'établir en moyenne à 42,6 €/MWh, en baisse de près de 8,5 €/MWh par rapport à 2011. Plus encore qu'en France, la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂, et surtout la forte croissance des productions d'origine éolienne

et photovoltaïque fortement subventionnées par les consommateurs finals expliquent cette baisse des prix. En conséquence, les prix allemands ont été inférieurs aux prix français pendant une majorité des heures de l'année.

Au **Royaume-Uni**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 55,2 €/MWh, globalement stables par rapport à la moyenne 2011, malgré la hausse des prix spot du gaz. En effet, si le mix énergétique britannique accorde habituellement une place importante aux centrales à Cycles Combinés à Gaz (CCG), le recul des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂ a conduit à une utilisation plus importante des centrales à charbon au détriment des CCG.

En **Italie**, les prix augmentent de 4,6 %, en raison principalement de la hausse des prix du gaz italien.

9.2.1.1.2 Prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne²

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne
Moyenne 2012 en base (€/MWh)	50,6	61,6	73,3	49,3
Variation 2012/2011 des moyennes en base	-9,6 %	-1,1 %	-1,2 %	-12,0 %
Prix à terme en base au 21 décembre 2012	47,3	63,2	70,4	45,1
Moyenne 2012 en pointe (€/MWh)	64,0	69,9	80,8	60,9
Variation 2012/2011 des moyennes en pointe	-9,2 %	-0,6 %	-3,7 %	-11,7 %
Prix à terme en pointe au 21 décembre 2012	60,3	71,5	78,1	57,0

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

Les contrats annuels en base européens sont en baisse en moyenne par rapport à l'année 2011, en raison de l'évolution à la baisse des prix des droits d'émission de CO₂ et du charbon.

En **France**, le contrat annuel en base s'est établi en moyenne à 50,6 €/MWh, un niveau inférieur de 9,6 % à celui constaté en 2011. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix du charbon et des droits d'émission de CO₂, et par l'anticipation d'une consommation modérée.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base diminue davantage que le contrat français pour s'établir à 49,3 €/MWh. En plus de l'évolution des prix des combustibles, le prix des contrats à terme a été impacté par la part toujours croissante dans le mix énergétique des énergies renouvelables, dont le coût variable de fonctionnement est nul et dont les consommateurs supportent les coûts de manière indirecte, ce qui a entraîné une baisse des prix à partir du printemps. Le prix du contrat annuel allemand a été supérieur au prix français durant les deux premiers mois de l'année dans la lignée des six derniers mois de l'année 2011 suite à la décision politique de sortir du nucléaire en Allemagne. Les fortes productions photovoltaïques constatées en mars 2012 ont inversé la tendance et le contrat allemand est redevenu moins cher que le contrat annuel français.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril A+1 au 31 mars A+2, s'est établi à 61,6 €/MWh, en recul de 1,1 % en raison de la diminution des prix du gaz à terme. La baisse des prix de l'électricité a toutefois été limitée par une évolution de la réglementation sur le CO₂. En effet, à partir du 1^{er} avril 2013, le coût de production de l'électricité intégrera une part liée aux émissions de CO₂ spécifique au Royaume-Uni qui viendra renchéirir le prix d'environ 3 €/MWh; cette évolution est d'ores et déjà prise en compte dans le prix du contrat annuel avril 2013.

En **Italie**, le contrat annuel en base s'est établi à 73,3 €/MWh, en légère baisse par rapport à 2011 en raison notamment du recul de la demande liée à la crise.

9.2.1.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂³

Au cours de l'année 2012, le prix des droits d'émission de CO₂ de la phase II (2008-2012) pour livraison en décembre 2012 s'est établi en moyenne à 7,5 €/t, en recul de 5,8 €/t par rapport à 2011. Tout au long de l'année, les prix de la tonne de CO₂ se sont maintenus entre 6 € et 9 €.

Le prix des droits d'émission de CO₂ a principalement évolué au rythme des décisions de la Commission européenne pour réguler l'excédent d'offre en droits d'émission et au gré des perspectives économiques en Europe. Des premières négociations visant à résorber l'excédent d'offre ainsi que la vague de froid de février ont soutenu le cours à 9,5 €/t à la fin du premier trimestre. Cependant, les discussions en faveur d'une hausse des prix n'ont pas abouti, notamment en raison d'un blocage des pays de l'Est, engendrant ainsi un retour à 6 €/t. Dès juillet, la Commission a entamé de nouvelles négociations en vue de modifier uniquement le calendrier des enchères des droits d'émission sur la période 2013-2020, dans le but de limiter l'afflux de droits sur le marché à court terme et de soutenir les prix. Proposé en novembre 2012, le report ne concernerait que 900 millions de tonnes et ne serait mis en application qu'à partir de 2013 après validation par les instances de la Commission européenne. Ces deux mesures, peu volontaristes, ont déçu les acteurs de marché, ce qui s'est traduit par une poursuite de la baisse des prix des droits d'émission de CO₂.

1. Est considérée comme fatale la production d'énergie issue de toute technologie soumise aux aléas climatiques : éolienne, hydraulique fil de l'eau et photovoltaïque.

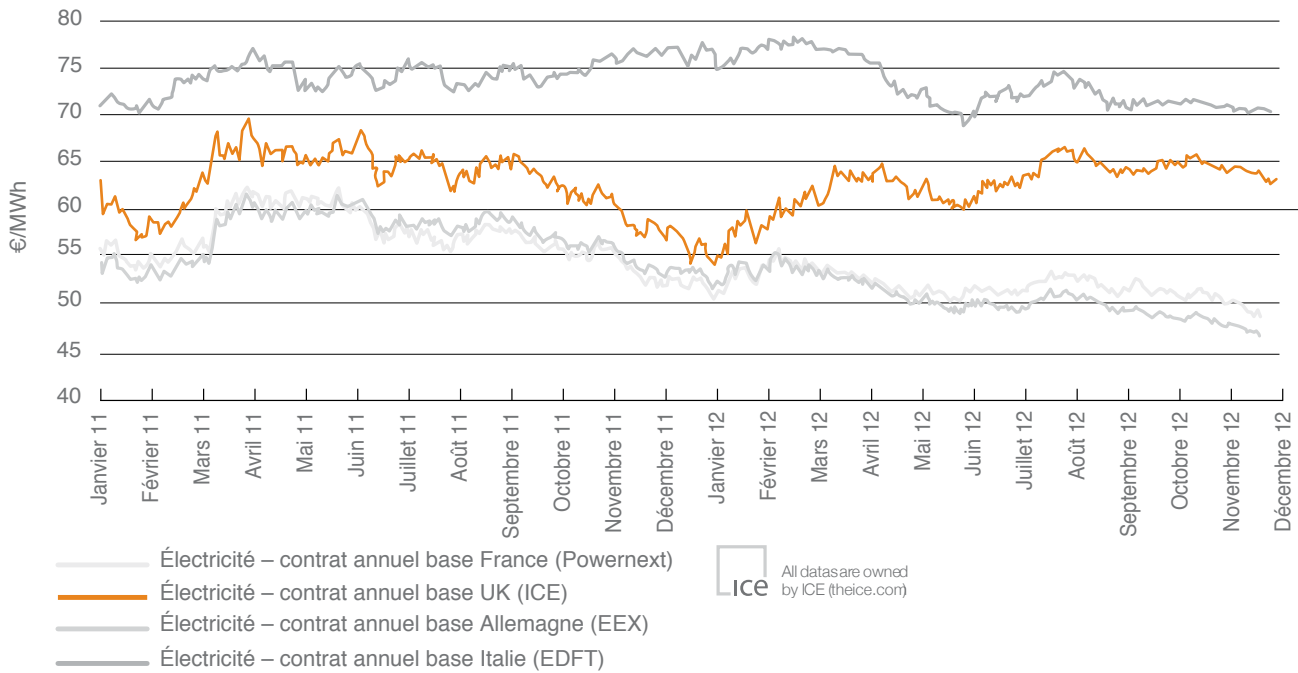
2. France et Allemagne : cotation moyenne EPD de l'année suivante ; le dernier jour de cotation en 2012 a été le 21 décembre.

Italie : cotation moyenne EDF T de l'année suivante.

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2012 puis avril 2013 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

3. Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase II (2008-2012).

Évolution des prix à terme de l'électricité en France, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne



Évolution des prix des droits d'émission de CO₂ (phase II 2008-2012)



9.2.1.1.4 **Prix des combustibles fossiles¹**

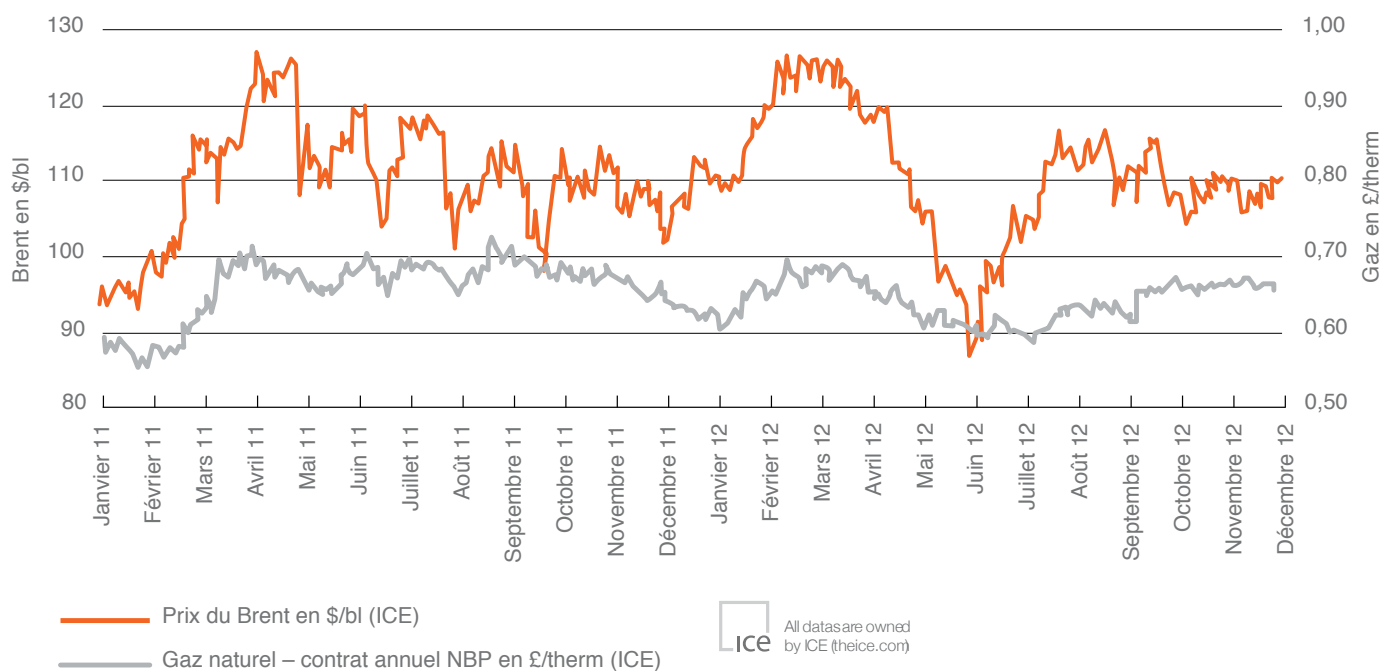
	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bl)	Gaz naturel (p/th)
Moyenne 2012	103,1	111,7	64,6
Variation 2012/2011 des moyennes	- 16,7 %	+ 0,6 %	- 2,7 %
Plus haut de 2012	118,2	126,2	70,0
Plus bas de 2012	92,7	89,2	59,5
Prix fin 2011	111,9	107,4	63,1
Prix fin 2012	94,1	111,1	65,8

Concernant le **charbon**, l'équilibre offre-demande à court terme a été extrêmement détendu en raison notamment d'importations de charbon colombien, américain et russe à bas prix et d'une demande faible de la part des électriciens. Cette situation associée à des perspectives économiques moroses en Europe s'est traduite par une baisse de près de 17 % de la moyenne des prix à terme du charbon en Europe entre 2011 et 2012. Le prix de la tonne de charbon pour livraison en 2013 s'établit en moyenne à 103,1 \$/t en 2012 et termine l'année sous la barre des 100 dollars américains.

Le cours du **pétrole** brut européen s'est établi en moyenne à près de 112 \$/bl, soit sensiblement au même niveau qu'en 2011. Il aura été toutefois fortement volatil en cours d'année. Le prix du baril a commencé l'année en hausse en raison de craintes sur l'offre : menace de conflits potentiels avec l'Iran, problèmes au Sud Soudan, grève sur des sites pétroliers au Yémen. Au cours du deuxième trimestre, le baril a baissé fortement, annulant largement la hausse du premier trimestre. Ce repli est principalement dû

à des inquiétudes sur la demande, en raison de la publication régulière de mauvais chiffres sur la santé économique de l'Europe, des États-Unis et de la Chine. Le baril a de nouveau augmenté fortement durant l'été suite à des problèmes de production en Mer du Nord et de tensions croissantes avec l'Iran. Il s'est ensuite maintenu autour de 110 \$/bl jusqu'à la fin de l'année.

Le prix du contrat annuel de **gaz naturel** au Royaume-Uni s'inscrit en légère baisse par rapport à 2011 à 64,6 p/th, en raison notamment d'une situation détendue sur le court terme. Malgré la vague de froid de février et le détournement de la plupart des flux GNL vers l'Asie, les stocks de gaz se sont rapidement reconstitués sous l'effet d'une consommation britannique largement sous les normales au cours du 2^e trimestre. Les prix se sont ensuite maintenus à un niveau relativement bas jusqu'au début de l'automne en raison de perspectives détendues sur l'hiver. Avec le changement de contrat de référence au 1^{er} octobre, le prix du gaz à terme s'est fortement accru, les prix à terme 2013-2014 étant peu impactés par l'état de l'équilibre offre-demande sur le court terme.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole

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 ICE (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.

9.2.1.2 Consommation d'électricité¹ et de gaz naturel²

En 2012, la consommation brute d'électricité en France s'est établie à 489,5 TWh, en augmentation de 2,1 % par rapport à 2011. Cet écart s'explique essentiellement par des températures plus basses que la normale sur certains mois (février en particulier, avril et novembre) et inférieures de 0,8 °C aux moyennes de 2011, ce qui s'est traduit par une hausse de la consommation d'électricité de 13,7 TWh.

Corrigée de l'aléa climatique, du caractère bissextile de 2012 (impact +1,5 TWh) et de la baisse de -4,9 TWh de la consommation d'Eurodif consécutive à l'arrêt définitif de cette usine d'enrichissement d'uranium d'AREVA en juin 2012, la consommation en France est globalement stable entre 2011 et 2012: la consommation de la grande industrie et des PMI/PME a diminué, mais a été compensée par la progression de la consommation des particuliers et des professionnels.

En 2012, la consommation de gaz naturel en France a augmenté de +4,5 % par rapport à 2011. Cette hausse s'explique par l'intensité de la vague de froid en février 2012 et, dans une moindre mesure, par des températures inférieures aux normales en avril 2012. Corrigée de l'aléa climatique, la consommation a diminué de 4,8 %.

En 2012, la consommation intérieure d'électricité au Royaume-Uni est estimée à 317,8 TWh, stable par rapport à 2011. Pour le gaz, elle est estimée à 549,4 TWh, en hausse de 9,7 % par rapport à 2011 essentiellement en raison de conditions climatiques plus froides qu'en 2011.

En Italie, les consommations estimées d'électricité et de gaz ont diminué respectivement de 2,8 % et de 4 % par rapport à 2011.

9.2.1.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En France, par un arrêté du 20 juillet 2012, le Ministre de l'Économie et des Finances et la Ministre de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie ont rehaussé les tarifs réglementés de vente de l'électricité de 2,0 % pour chacune des catégories tarifaires bleu (résidentiel et professionnels), jaune et vert (industriels et grandes entreprises). L'augmentation est entrée en vigueur à compter du 23 juillet 2012.

En application des textes législatifs et réglementaires en vigueur, ces tarifs doivent à minima couvrir les coûts, comptables selon la CRE, des opérateurs historiques.

Suite à sa délibération du 19 juillet 2012 portant avis sur le projet d'arrêté ci-dessus, la CRE a émis les avis suivants :

- avis favorable au projet d'arrêté pour ce qui concerne les tarifs verts, qui couvrent les coûts constatés 2011 et prévisionnels 2012 ;
- avis défavorable pour les tarifs jaunes, qui, s'ils couvrent les coûts constatés 2011, ne couvrent pas les coûts prévisionnels 2012 ;
- avis défavorable pour les tarifs bleus, qui ne couvrent ni les coûts constatés 2011, ni les coûts prévisionnels 2012.

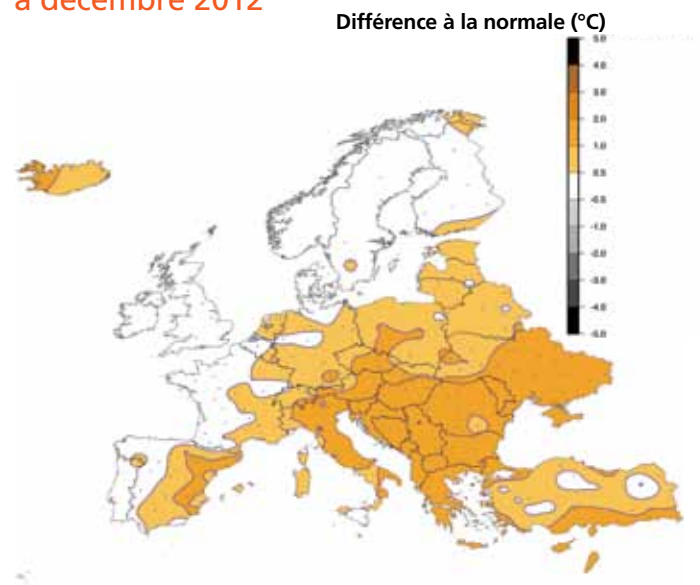
Les décisions du Conseil d'État prises en octobre et novembre 2012 relatives aux tarifs réglementés de vente et au TURPE 3 sont détaillées aux § 9.2.2.4.1.3 et 9.2.2.4.1.4.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a diminué ses tarifs résidentiels de 5 % sur le gaz le 7 février 2012, puis les a relevés de 10,8 % sur l'électricité et le gaz le 7 décembre 2012.

En mars 2011, ses tarifs de l'électricité et du gaz avaient augmenté respectivement de 7,5 % et de 6,5 %, puis en novembre, respectivement de 4,5 % et de 15,4 %.

9.2.1.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

Différence à la normale annuelle des températures moyennes de janvier 2012 à décembre 2012³



Après un mois de janvier globalement doux et sec, une forte vague de froid a été observée sur la première quinzaine du mois de février, les températures étant inférieures de 4,6 °C aux normales sur le mois. Celle-ci a été suivie par un mois de mars doux, puis par un deuxième trimestre proche de la normale. Le début de l'été a été maussade et frais sur l'ensemble du pays ; il a été suivi d'une vague de chaleur passagère au mois d'août. Enfin, le mois de décembre, débuté fraîchement, a connu ensuite des températures particulièrement douces sur l'ensemble du pays.

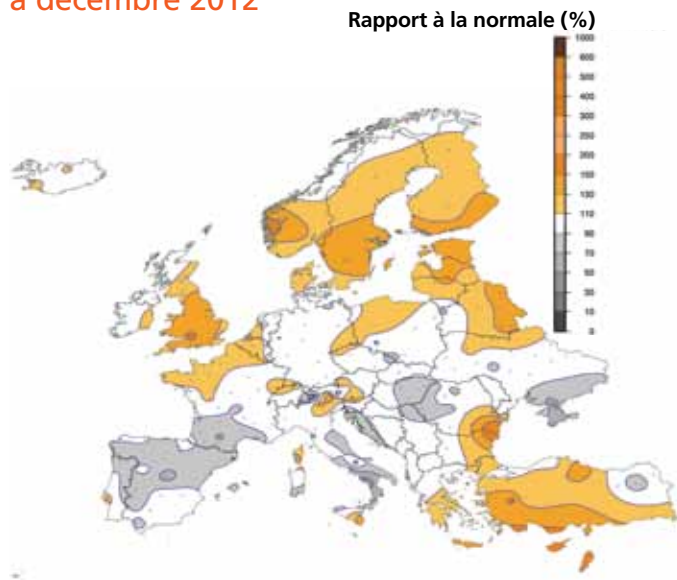
L'année 2012 se caractérise par une température moyenne supérieure à la normale sur la moitié est de la France, voisine de la normale sur le reste du pays, sensiblement supérieure au sud et au centre de l'Europe.

1. Données France : données brutes et données corrigées de l'impact des aléas climatiques communiquées par RTE.
Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les 3 premiers trimestres, estimation pour le dernier trimestre fournie par la filiale locale.
Données Italie : données fournies par la filiale locale.

2. Données France : base Pégase, source SOeS (Service de l'Observation et des Statistiques) de janvier à novembre 2012.
Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les 3 premiers trimestres, estimation pour le dernier trimestre fournie par la filiale locale.
Données Italie : données fournies par la filiale locale.

3. 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.

Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2012 à décembre 2012¹



En 2012, les conditions pluviométriques ont été contrastées sur l'Europe avec des zones plutôt déficitaires sur une grande moitié sud (Turquie exceptée), et normales à excédentaires (Scandinavie en particulier) sur l'autre moitié.

En France, les pluies cumulées sont également contrastées entre le nord et le sud : voisines de la normale sur les Alpes (légèrement excédentaires sur les Alpes du nord), légèrement déficitaires sur le nord du Massif Central et déficitaires sur un grand quart sud-ouest (sud du Massif Central et Pyrénées). Une forte variabilité temporelle a été observée entre :

- les mois de février, mars, août très secs ;
- les mois d'avril, mai puis octobre, novembre (sur la moitié est) et décembre très arrosés.

En conséquence, le productible hydraulique en France a connu des niveaux très variables :

- bas en février et mars puis en juillet, août et septembre ;
- voisin de la normale sur mai, juin puis octobre ;
- excédentaire en fin d'année.

Il reste déficitaire d'environ 10 % en cumul sur l'année.

9.2.2 Événements marquants^{2, 3}

9.2.2.1 Prises de participations et partenariats

9.2.2.1.1 Finalisation de la prise de contrôle d'Edison

Suite à la levée des conditions suspensives, le groupe EDF a finalisé le 24 mai 2012 avec ses partenaires italiens l'opération de prise de contrôle du groupe d'énergie Edison. Dans ses principes, l'accord

final est conforme à l'accord préliminaire signé le 26 décembre 2011 entre les parties.

Le Groupe a ainsi pris le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TdE (50 %) pour un montant total de 784 millions d'euros, correspondant à un prix négocié de 0,89 euro par action Edison.

Au terme de cette opération, le Groupe détenait 78,96 % du capital et 80,64 % des droits de vote d'Edison.

Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par le Groupe, Delmi a pris le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50 %) et d'Alpiq (20 %) dans Edipower, pour un prix total de 884 millions d'euros.

Par ailleurs, un contrat à long terme (6 ans) de fourniture de gaz a été signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50 % des besoins en gaz de cette dernière.

Conformément aux dispositions de la réglementation boursière italienne, le groupe EDF a lancé le 2 juillet 2012 une offre publique obligatoire sur Edison à un prix de 0,89 euro par action ordinaire. Les actions sans droit de vote n'ont pas fait l'objet d'une offre.

976 306 145 actions ordinaires – correspondant à un montant de 869 millions d'euros – ont été apportées par les actionnaires minoritaires dans le cadre de cette offre clôturée le 6 septembre 2012. Le coût supplémentaire qui résulte du relèvement de cette offre, par rapport au prix de 0,84 euro par action envisagé dans l'accord préliminaire du 26 décembre 2011 – soit 48 millions d'euros au total –, a été supporté à parts égales par le groupe EDF et Delmi.

Entre le 2 et le 30 novembre 2012, il a également été proposé aux actionnaires minoritaires d'Edison une conversion de leurs actions sans droit de vote (*saving shares*) en actions ordinaires. À l'issue de la période, 437 573 actions sans droit de vote ont été converties en actions ordinaires.

Au 31 décembre 2012, suite à la clôture de l'offre publique obligatoire et de l'offre de conversion des actions sans droit de vote, le groupe EDF détient 97,40 % du capital et 99,48 % des droits de vote d'Edison.

9.2.2.1.2 Reprise des activités de Photowatt et prise de contrôle de PV Alliance

Le 27 février 2012, le Tribunal de Commerce de Vienne a retenu l'offre du groupe EDF pour la reprise des activités de Photowatt. Cette opération, et celle réalisée concurremment impliquant le CEA, permettent au Groupe, via sa filiale EDF Énergies Nouvelles réparties, 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.

9.2.2.1.3 Acquisition de la société Enerest

Électricité de Strasbourg a acquis le 1^{er} avril 2012 une participation de 100 % dans la société Enerest, détentrice de la marque Gaz de Strasbourg et fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg, pour un prix d'acquisition de 139 millions d'euros.

9.2.2.1.4 Renégociation des contrats d'approvisionnement en gaz par Edison

Au second semestre 2012, la Cour d'arbitrage de l'ICC (*International Chamber of Commerce*) a rendu des sentences favorables à Edison dans le cadre des litiges relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz naturel avec Rasgas (Qatar) et ENI (Libye). Il en résulte un impact positif de 680 millions d'euros enregistré dans l'excédent brut d'exploitation du Groupe sur l'exercice 2012.

1. Rapport à la normale annuelle des précipitations moyennes de janvier 2012 à décembre 2012.

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.

2. Les événements marquants relatifs aux litiges figurent au chapitre 20.5 du présent document.

3. Le document de référence ainsi que la liste exhaustive des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet : www.edf.com.

Une procédure d'arbitrage reste en cours sur le contrat d'approvisionnement en gaz naturel avec Sonatrach (Algérie) avec une sentence attendue en 2013.

9.2.2.1.5 Fin de la coopération globale entre EDF et ENEL dans le nucléaire

En novembre 2007, EDF et ENEL avaient conclu une série d'accords organisant leur coopération dans le domaine du nucléaire, aux termes desquels ENEL prenait une participation de 12,5 % dans le projet EPR de Flamanville 3.

Compte tenu de l'évolution de l'environnement économique et de ce projet ainsi que de l'abandon de la relance du programme nucléaire italien suite au référendum de juin 2011, ENEL et EDF ont annoncé le 4 décembre 2012 mettre un terme à cette coopération et renoncer à leurs options respectives dans les programmes de l'autre partenaire; ENEL abandonnant sa participation dans le projet EPR de Flamanville 3. Cette décision prend effet au 19 décembre 2012. EDF a remboursé ENEL du montant de son investissement dans ce projet (principal et pénalités) pour un montant de 658 millions d'euros, et en contrepartie récupère l'intégralité de la production d'électricité de Flamanville 3.

9.2.2.1.6 Acquisition d'une partie des parcs éoliens d'Iberdrola par EDF Énergies Nouvelles

Le 31 décembre 2012, EDF Énergies Nouvelles s'est engagé à acquérir 20 % des 32 parcs éoliens terrestres en France en fonctionnement détenus par Iberdrola, totalisant une puissance installée de 321,4 MW. Ces infrastructures, vendues pour un montant total de 350 millions d'euros, ont été acquises le 2 janvier 2013 par un consortium comprenant également General Electric et le groupe financier allemand Munich Re, à hauteur de 40 % chacun.

9.2.2.1.7 Cession d'une partie des parcs éoliens d'EDF Énergies Nouvelles

Les principales cessions réalisées en 2012 par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de son activité de Développement et Vente d'Actifs Structurés (DVAS) ont concerné principalement 50 % du parc éolien de Lakefield (205 MW au total) et le parc éolien de Spearville III (100 MW) aux États-Unis, ainsi que les parcs éoliens de Lac Alfred (75 MW) et Massif du Sud (75 MW) au Canada.

9.2.2.1.8 Cession de la participation dans Exelon

EDF a annoncé le 11 janvier 2013 avoir cédé à fin 2012 l'ensemble de sa participation, non stratégique, de 1,6 % du capital de la société Exelon (EXC.N) cotée au NYSE. Cette cession s'est effectuée pour un montant d'environ 470 millions de dollars américains, soit un prix moyen de 34,70 dollars américains par action, ce qui représente une prime de 18,6 % par rapport au cours d'Exelon du 10 janvier 2013.

9.2.2.2 Projets d'investissement

9.2.2.2.1 En France

9.2.2.2.1.1 Flamanville 3

En décembre 2012, EDF a communiqué une révision à la hausse du coût de construction du projet Flamanville 3 de 2 milliards d'euros par rapport au coût (de l'ordre de 6 milliards d'euros₂₀₀₈) qui avait été annoncé en juillet 2011. La première production commercialisable est prévue pour 2016.

Au-delà de l'effet « tête de série », certains facteurs ont pesé sur ce coût complet: l'évolution du design de la chaudière, les études d'ingénierie supplémentaires, l'intégration des nouvelles exigences réglementaires ainsi que les enseignements post Fukushima. Ont également été intégrées des dépenses supplémentaires liées à des aléas industriels, comme le remplacement des consoles du pont polaire et ses conséquences sur l'aménagement du planning des travaux, ainsi que l'impact financier de l'allongement des délais de construction.

Des étapes importantes de la construction ont été franchies au cours de l'année 2012 :

- construction du bâtiment diesel nord ;
- mise en place des supports des générateurs de vapeur et des pompes primaires dans le bâtiment réacteur ;
- fin du génie civil principal des 4 bâtiments de sauvegarde ;
- mise en eau du canal d'amenée de la station de pompage.

Fin décembre 2012, le degré d'avancement des travaux de génie civil était de 94 %, et de 39 % pour les montages électromécaniques.

9.2.2.2.1.2 Appel d'offres remporté pour l'éolien offshore français

Le 6 avril 2012, le consortium européen mené par le groupe EDF a remporté l'appel d'offres éolien offshore français pour les projets de Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp. Ces projets, correspondant à près de 1 500 MW de nouvelles capacités qui seront installées après 2015, s'accompagnent d'un projet industriel ambitieux qui représente la création d'environ 7 500 emplois directs et indirects, avec notamment la fabrication en France de l'éolienne Haliade 150 d'Alstom.

9.2.2.2.1.3 Inauguration du Cycle Combiné Gaz (CCG) de Martigues

Le 12 novembre 2012, EDF a inauguré le premier CCG du site de Martigues. Les cycles combinés gaz sont bien adaptés à la fluctuation de la demande et sont performants sur le plan environnemental et énergétique. Fonctionnant au gaz naturel, l'unité de production peut désormais délivrer jusqu'à 465 MW d'électricité à pleine puissance sur le réseau électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Le CCG de Martigues est le deuxième CCG mis en service par le groupe EDF en France et le premier construit par *repowering*, c'est-à-dire en utilisant une partie des installations existantes comme la turbine à vapeur, pour l'associer à un ensemble neuf composé d'une turbine à combustion et d'une chaudière de récupération des fumées. Le deuxième CCG en construction sur le site de Martigues, d'une puissance identique, sera mis en service courant 2013.

9.2.2.2.2 Au Royaume-Uni

9.2.2.2.2.1 Extension de la durée d'exploitation des centrales nucléaires au Royaume-Uni

EDF Energy prévoit d'obtenir une prolongation moyenne de sept années de la durée d'exploitation de l'ensemble de ses centrales nucléaires de type AGR par rapport à celle prévue lors de l'acquisition de British Energy en janvier 2009. Cette prolongation a un impact direct sur la durée d'amortissement de ces réacteurs.

Le 4 décembre 2012, EDF Energy a annoncé l'extension de 7 ans de la durée d'exploitation de deux de ses centrales nucléaires, Hunterston B et Hinkley Point B, qui resteront opérationnelles jusqu'en 2023 à minima.

9.2.2.2.2.2 Étapes clés franchies par le projet Hinkley Point C

Le 26 novembre 2012, l'*Office for Nuclear Regulation* a annoncé avoir accordé une licence de site à *NNB Generation Company*, la structure créée par EDF Energy, pour construire une nouvelle centrale comprenant un double réacteur EPR sur le site de Hinkley Point C, dans le Somerset.

Le 13 décembre 2012, les autorités britanniques ont certifié la conception du réacteur nucléaire EPR conçu par EDF et AREVA. L'*Office for Nuclear Regulation* et l'Agence de l'environnement (*Environment Agency*) ont estimé que le réacteur répondait aux critères indispensables en termes de sécurité et d'impact environnemental.

Le projet de loi sur l'énergie incluant le contrat pour différence (« CfD ») est une étape importante pour le projet, et la mise en place des réformes annoncées est attendue en 2013 et 2014. De fait, des accords intermédiaires (un premier document pour le CfD) sont négociés avec le Département à

l'énergie et au climat (« DECC ») pour HPC. La conclusion des discussions reste un élément clé pour la décision finale d'investissement (« FID »).

9.2.2.2.3 Autre International

9.2.2.2.3.1 Mise en place de la cuve de la tranche 1 et installation du dôme de la tranche 2 de l'EPR de Taishan

La construction des deux réacteurs EPR de Taishan en Chine, coordonnée par les équipes d'EDF, CGNPC (*China Guangdong Nuclear Power Company*) et AREVA, a franchi de nouvelles étapes clés de son développement en 2012.

Début juin 2012, la cuve a été introduite dans le bâtiment réacteur de l'unité 1, puis installée à son emplacement définitif dans le puits de cuve. Cette opération a marqué le début des travaux de mise en place des équipements de la chaudière nucléaire parallèlement à l'installation des matériels et circuits auxiliaires.

En septembre 2012, la société propriétaire et futur exploitant du site, *Taishan Nuclear Power Joint Venture Company* (TNPJVC), a procédé avec succès à l'installation du dôme du bâtiment réacteur de l'unité 2.

9.2.2.2.4 Autres activités

9.2.2.2.4.1 Prises de position d'EDF Énergies Nouvelles sur les marchés marocain et sud-africain

Le 16 avril 2012, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles, en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co, a été retenu comme « soumissionnaire préféré » par l'Office National d'Électricité marocain pour le projet éolien de Taza, d'une puissance de 150 MW. EDF Énergies Nouvelles a également annoncé la création d'une filiale locale, EDF EN Maroc, qui pilotera son développement au Maroc.

Le 31 mai 2012, EDF Énergies Nouvelles a également été retenu comme « soumissionnaire préféré » par le département de l'énergie sud-africain pour trois projets éoliens alloués dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergie renouvelable en Afrique du Sud lancé en août 2011. Représentant une puissance totale de 104 MW, les projets de Chaba (20,6 MW), Waainek (23,3 MW) et Grassridge (59,8 MW) sont situés dans la région de l'Eastern Cape. Ils seront équipés de turbines Vestas, d'une puissance unitaire de 3 MW. Leur construction devrait démarrer en 2013 pour des mises en service d'ici à la fin 2014.

9.2.2.2.4.2 Mise en service de parcs éoliens en Amérique du Nord

En 2012, EDF Énergies Nouvelles a renforcé ses positions en Amérique du Nord, où plusieurs parcs éoliens ont été mis en service au cours du second semestre : Spearville 3 (100,8 MW) au Kansas, Spinning Spur (161 MW) puis Bobcat Bluff (150 MW) au Texas, Pacific Wind (140 MW) puis Shiloh IV (102,5 MW) en Californie. Au Canada, un premier parc éolien a également été mis en service en octobre 2012 dans la province de Québec pour une puissance installée de 80 MW.

9.2.2.2.4.3 Mise en service de trois nouvelles centrales solaires en France

Au cours du second semestre 2012, EDF Énergies Nouvelles a mis en service trois nouvelles centrales solaires en France : Crucey, en région Centre en septembre 2012, Massangis en région Bourgogne en octobre 2012, et Toul-Rosières en Lorraine en novembre 2012.

Développées et réalisées par EDF Énergies Nouvelles France, ces centrales sont équipées de panneaux photovoltaïques de nouvelle génération, dits « à couches minces », et ont une puissance installée de 60 MWC, 56 MWC et 115 MWC respectivement.

9.2.2.2.4.4 Lancement d'Electranova Capital

Le 15 mai 2012, EDF a annoncé s'être associé à Iinvest Partners, acteur spécialisé et reconnu dans le financement des PME, pour créer un fonds de

capital risque baptisé Electranova Capital. Ce fonds est doté d'une capacité d'investissement minimum de 60 millions d'euros, dont 30 millions d'euros de participation d'EDF et 10 millions d'euros de la part d'Allianz. Destiné à financer, en France et en Europe, de jeunes entreprises innovantes du secteur de l'énergie via des prises de participation minoritaires afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone, Electranova Capital a réalisé ses deux premiers investissements en octobre 2012 :

- dans la société française Actility spécialisée dans les réseaux intelligents ;
- dans la société norvégienne Seatower spécialisée dans les fondations pour l'éolien en mer respectueuses des écosystèmes marins.

9.2.2.2.4.5 Pose de la première pierre du terminal méthanier de Dunkerque

La construction du terminal méthanier de Dunkerque, portée par la filiale Dunkerque LNG, a été confiée par lot à trois groupements d'entreprises. L'avancement technique, en ligne avec le planning, s'est traduit par les principales réalisations suivantes :

- début des travaux de génie civil du tunnel raccordant la centrale de Gravelines au terminal, ce qui permettra à terme que les eaux tièdes de la centrale contribuent à la regazéification du gaz naturel liquéfié ;
- début de la construction de l'enceinte de béton des trois réservoirs de gaz naturel liquéfié.

Le chantier a été inauguré le 5 octobre 2012 par Henri Proglio.

Par ailleurs, les deux gestionnaires de réseau de gaz naturel belge et français ont engagé la construction d'une nouvelle interconnexion France-Belgique.

9.2.2.2.4.6 Lancement de la construction du gazoduc Southstream

Le 7 décembre 2012, Gazprom a lancé les travaux de construction du gazoduc Southstream, destiné à alimenter l'Union européenne en gaz russe dès 2015. Ce gazoduc, long de 3 600 kilomètres, doit acheminer 63 milliards de mètres cubes de gaz (soit 700 TWh) par an à travers la mer Noire et les Balkans. EDF participe à hauteur de 15 % à la section sous-marine, aux côtés de Gazprom (50 %), Eni (20 %) et Wintershall (15 %).

9.2.2.3 Accréditations

9.2.2.3.1 Une nouvelle accréditation pour EDF : le FTSE4Good Index

Le 12 mars 2012, à la suite d'une analyse indépendante approfondie et au regard de critères sociaux, environnementaux et de sûreté nucléaire, le *FTSE4Good Policy Committee* a approuvé l'admission du groupe EDF au sein de l'index FTSE4Good. EDF fait donc désormais partie des cinq opérateurs nucléaires mondiaux qui répondent aux critères stricts développés et suivis par le *FTSE4Good Policy Committee*. Ces derniers ont été conçus pour identifier et mesurer la performance des sociétés qui travaillent à la protection durable de l'environnement, développent des relations positives avec l'ensemble des parties prenantes et œuvrent à la promotion et au respect des droits de l'Homme.

9.2.2.3.2 L'expertise du Groupe en matière de formation reconnue par deux distinctions

L'Université Groupe du Management d'EDF, qui s'adresse aux 12 000 managers du Groupe, a remporté le 13^e prix de l'excellence et de l'innovation de *Corporate University Xchange*, référence mondiale en matière de formation professionnelle en entreprise. Cette distinction récompense un programme de formation réalisé avec l'Institut d'Économie Industrielle de *Toulouse School of Economics* pour des dirigeants d'ERDF, filiale du groupe EDF, et portant sur les mécanismes de l'économie concessionnaire dans le secteur de la distribution d'électricité.

Quelques semaines auparavant, l'expertise du Groupe en matière de formation avait déjà reçu une accréditation internationale, le *Corporate Learning Improvement Process*.

9.2.2.4 Environnement réglementaire

9.2.2.4.1 France

9.2.2.4.1.1 Loi Nome et ARENH

La Commission européenne a annoncé le 12 juin 2012 avoir validé sous conditions les aides présentes dans les tarifs réglementés de vente en France. La Commission avait ouvert une enquête en 2007 au sujet des tarifs réglementés de vente aux entreprises (tarifs jaune, vert et TaRTAM). La loi Nome a entre-temps modifié le contexte législatif et réglementaire français en supprimant le TaRTAM, en fixant la fin des tarifs jaune et vert d'ici à fin 2015 et en mettant en place l'accès régulé au nucléaire (ARENH) pour tous les fournisseurs de clients en France à compter du 1^{er} juillet 2011 à un prix de 42 €/MWh pour 2012.

Les premières livraisons d'ARENH allouées aux concurrents d'EDF représentent un volume annuel d'environ 61 TWh. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement à compter du 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes techniques selon un échéancier fixé par arrêté.

Le prix de l'ARENH, actuellement fixé à 42 €/MWh, devra ensuite être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant, en application d'un décret devant être publié au plus tard le 7 décembre 2013, précisant les coûts constitutifs de l'ARENH.

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 EDF¹. Cette taxe est collectée directement auprès du consommateur final et s'applique à la consommation électrique. La loi de finances rectificative de juillet 2011 a apporté une dérogation au calendrier de hausse de la CSPE, en répartissant la hausse du 1^{er} janvier 2012 de 3 €/MWh pour moitié le 31 juillet 2011, et pour moitié le 1^{er} juillet 2012. Une hausse de la taxe de 1,5 €/MWh est ainsi intervenue le 1^{er} juillet 2012, portant celle-ci à 10,5 €/MWh.

Elle a depuis augmenté de 3 €/MWh au 1^{er} janvier 2013, s'établissant ainsi à 13,5 €/MWh.

Un décret du 6 mars 2012 a permis l'automatisation de l'attribution des tarifs sociaux d'électricité (financés par la CSPE). 1 083 milliers de ménages français ont bénéficié des tarifs sociaux en 2012, alors que seuls 600 000 ménages en avaient bénéficié en 2011.

En juin 2012, la Cour des Comptes a remis un rapport sur la CSPE à la commission d'enquête du Sénat sur le coût réel de l'électricité. La Cour a constaté la hausse actuelle et future des charges de service public. Elle relève que des charges supportées par EDF, coûts de portage du déficit de compensation et coûts de gestion des obligations d'achat, ne sont pas compensées par le mécanisme et reconnaît que la demande de reconnaissance des coûts de portage « n'est pas économiquement infondée ». Elle identifie des pistes de réflexion pour limiter l'impact des futures hausses de CSPE sur le consommateur d'électricité, telles que l'élargissement de l'assiette du financement à d'autres énergies, l'utilisation d'autres sources de recettes ayant pour origine l'électricité et la révision des règles d'exonération actuelles.

Depuis 2007, les recettes ne compensent pas les charges de service public de l'électricité supportées par l'entreprise qui augmentent régulièrement, principalement du fait de la hausse des achats des volumes d'énergie éolienne et solaire bénéficiant du régime de l'obligation d'achat. Les charges des Entreprises locales de distribution et d'Électricité de Mayotte étant intégralement compensées, le déficit du mécanisme est porté seulement

par EDF et engendre dans ses comptes à fin 2012 un produit à recevoir de 5,2 milliards d'euros, contre 3,8 milliards d'euros fin 2011, soit une augmentation de 1,4 milliard d'euros en 2012.

Sur l'exercice 2012, les charges d'EDF à compenser par la CSPE se sont élevées à 4,7 milliards d'euros contre 3,6 milliards d'euros en 2011, et la collecte à 3,3 milliards d'euros contre 2,5 milliards d'euros en 2011.

Les charges 2012 sont constituées de 3,2 milliards d'euros de surcoûts d'obligation d'achat en métropole, de 1,4 milliard d'euros de charges en Zones Non Interconnectées (ZNI), et de 0,1 milliard d'euros de charges de solidarité.

L'augmentation des charges d'EDF à compenser par la CSPE est due à l'augmentation des surcoûts des obligations d'achat en métropole pour 0,8 milliard d'euros et à l'augmentation des charges dans les ZNI pour 0,2 milliard d'euros.

Les obligations d'achat en métropole ont augmenté essentiellement en raison d'un effet volume : +3 TWh de production éolienne par rapport à 2011 induisant un effet de +0,1 milliard d'euros, +2 TWh de production photovoltaïque induisant un effet de +0,8 milliard d'euros.

Le 14 janvier 2013, EDF a annoncé avoir trouvé un accord avec les pouvoirs publics qui prévoit un remboursement de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 (de l'ordre de 4,3 milliards d'euros, chiffre qui sera ajusté avant le 31 décembre 2013 pour prendre en compte les montants de déficit de compensation des charges de service public au 31 décembre 2012 tels qu'ils seront validés par la CRE) et des coûts de portage induits pour le Groupe (0,6 milliard d'euros). En application de cet accord, cette créance d'environ 4,9 milliards d'euros sera soldée d'ici au 31 décembre 2018, selon un échéancier de remboursement progressif, et sera rémunérée aux conditions de marché.

En conséquence de cet accord, le Groupe a enregistré dans ses comptes 2012 un produit financier de 0,6 milliard d'euros, correspondant à la reconnaissance des coûts de portage passés cumulés au 31 décembre 2012.

9.2.2.4.1.3 Tarifs de vente d'électricité

Par une décision du 22 octobre 2012, le Conseil d'État a, à la demande du SIPPEREC, annulé l'arrêté du 13 août 2009 fixant les tarifs réglementés de vente d'électricité. Le Conseil d'État a enjoint les Ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie de prendre un nouvel arrêté dans les trois mois fixant les tarifs réglementés de vente pour la période allant du 15 août 2009 au 13 août 2010. À la date de publication du présent rapport, le projet d'arrêté a été transmis à la CRE pour avis.

9.2.2.4.1.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 3)

Par une décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a annulé les tarifs TURPE 3 qui avaient été approuvés le 5 mai 2009 par les Ministres de l'Énergie et de l'Économie sur proposition de la CRE. Cette décision, qui impose de fixer une nouvelle version du TURPE 3 d'ici au 1^{er} juin 2013, ne modifie pas les tarifs réglementés de vente aux clients. La nouvelle version de TURPE 3 – qui s'appliquera rétroactivement à la période 2009-2013 et se substituera au tarif annulé – sera proposée par la CRE aux Ministres compétents. La nouvelle décision tarifaire est en cours d'élaboration (cf. chapitre 20.5).

9.2.2.4.1.5 Décret d'application de l'article 225 de la loi Grenelle 2

La publication par le Gouvernement du décret d'application de l'article 225 de la loi Grenelle 2 le 26 avril 2012 instaure un reporting obligatoire dans le rapport de gestion des informations sociales, environnementales et sociétales de la part des entreprises de plus de 500 salariés et dont le total de bilan ou le montant net du chiffre d'affaires dépasse 100 millions d'euros. Un arrêté précisant les modalités de vérification de ce reporting extrafinancier par un organisme tiers indépendant est attendu courant 2013. Cette démarche de vérification viendra compléter celle initiée depuis 2007 par le Groupe, portant sur la vérification volontaire d'une sélection d'éléments quantitatifs.

1. Les Entreprises locales de distribution et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

Le groupe EDF a donc évalué l'impact de ce décret et de cet arrêté sur son organisation, mais également sur celle des filiales françaises concernées (Électricité de Strasbourg et ERDF). Cette analyse, complémentaire à celles effectuées dès 2011, a permis au Groupe de vérifier la conformité du système déjà mis en place depuis plusieurs années et d'engager dans le rapport de gestion 2012 les améliorations nécessaires.

9.2.2.4.1.6 Travaux pour conformité avec les prescriptions de l'ASN sur le parc nucléaire

Suite aux prescriptions présentées par l'ASN le 28 juin 2012 dans le cadre des évaluations complémentaires de sûreté, EDF confirme son engagement à réaliser des travaux visant au renforcement du niveau de sûreté de ses installations nucléaires. Ces travaux sur le parc nucléaire s'inscrivent dans le programme d'investissement global du Groupe à l'horizon 2015.

EDF a d'ores et déjà engagé un plan d'action conformément aux prescriptions techniques de l'ASN, comme par exemple :

- la mise en place de la Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN) en complément de l'organisation de gestion de situation de crise. Fin 2012, il est possible de faire intervenir la FARN sur une tranche de n'importe quel site en difficulté, et, à fin 2015, ce dispositif permettra des interventions en parallèle sur six tranches ;
- l'évolution des centres locaux de crise pour gérer des événements extrêmes ;
- le processus d'appel d'offres pour la fabrication des diesels d'ultime secours.

9.2.2.4.2 Belgique

L'environnement réglementaire a fortement évolué en Belgique en 2012, ce qui a affecté EDF Luminus à plusieurs titres.

La taxe nucléaire prélevée sur les opérateurs nucléaires en Belgique est passée de 250 millions d'euros en 2011 à 550 millions d'euros en 2012, ce qui s'est traduit par une augmentation de 15 millions d'euros pour la part à la charge d'EDF Luminus.

Le gouvernement belge a imposé une nouvelle régulation du marché de l'énergie via la loi du 29 mars 2012 qui gèle l'indexation à la hausse des paramètres variables prévus dans les contrats de gaz et d'électricité à compter du 1^{er} avril 2012.

L'arrêté royal du 29 mars 2012 a modifié à la baisse les règles de prise en charge par l'État des coûts engendrés chez les commercialisateurs par l'application des tarifs sociaux de l'électricité à leurs clients.

La CREG¹ a approuvé les nouveaux tarifs d'Elia (gestionnaire du réseau de transport électrique), pour la période 2012-2015, qui intègrent un tarif d'injection désormais à la charge des producteurs.

Le 4 juillet 2012, le gouvernement belge a pris la décision de fermer les centrales nucléaires de Doel 1 et Doel 2 (dans lesquelles le Groupe ne détient pas de participation) en 2015 et de prolonger jusqu'à 2025 l'exploitation de la centrale de Tihange 1 dans le cadre du « plan pour la sécurité d'approvisionnement en électricité » présenté par le Secrétaire d'État à l'Énergie. Le Conseil des Ministres a également prévu que 1 000 MW nucléaires seraient mis à la disposition du marché, pour accroître la concurrence entre les fournisseurs et permettre que les prix proposés aux consommateurs et aux entreprises soient les plus bas possibles.

Par ailleurs, durant l'été 2012, des inspections sur les cuves des centrales de Doel 3 et Tihange 2 ont révélé des micro-fissures qui ont entraîné l'arrêt de ces centrales, dans l'attente d'analyses complémentaires menées par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) et Electrabel. Suite aux conclusions de l'AFCN, le gouvernement belge devrait se prononcer sur le redémarrage des centrales au cours du premier semestre 2013.

9.2.2.4.3 Royaume-Uni

Le Ministre britannique de l'Énergie et du Changement climatique a présenté le 22 mai 2012 un projet de loi sur la réforme du marché de l'électricité qui doit attirer quelque 110 milliards de livres sterling (136 milliards d'euros) d'investissements dans le nucléaire et les énergies renouvelables en une décennie. La principale innovation de cette réforme est l'instauration de *contracts for difference* (ou CFD), un mécanisme contractuel qui garantirait l'équilibre économique des nouveaux moyens de production d'électricité à faibles émissions de CO₂, ce qui regroupe à la fois les énergies renouvelables (éolien, solaire, biomasse...) et les centrales nucléaires. Dans l'hypothèse où EDF prendrait une décision positive d'investissement dans le projet Hinkley Point C, EDF serait compensé s'il vendait l'électricité produite par les nouveaux réacteurs en dessous d'un prix convenu, et reverserait à l'inverse le surplus s'il la commercialisait à un prix plus élevé.

Le 29 novembre 2012, le Ministre a déposé ce projet de loi auprès de la Chambre des Communes.

9.2.2.4.4 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 hongrois sur proposition du régulateur et non plus par accord de gré à gré entre fournisseurs et clients. Cet amendement a affecté en particulier BE ZRT.

Après une période de transition au dernier trimestre 2011, de nouveaux tarifs chaleur, plus favorables, ont été publiés à compter du 1^{er} janvier 2012 et ont permis de couvrir les coûts associés. Le 31 octobre 2012, un nouveau décret a été publié, portant une hausse moyenne des tarifs chaleur avec un impact positif pour BE ZRT sur 2012.

1. CREG : Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz en Belgique.

9.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2012 et 2011

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2011 et 2012 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.

À compter de la prise de contrôle d'Edison, les données d'Edison ont été consolidées en intégration globale.

Les commentaires qui suivent portent sur la comparaison avec les données 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité
Chiffre d'affaires	72 729	65 307
Achats de combustible et d'énergie	(37 098)	(30 195)
Autres consommations externes	(10 087)	(9 931)
Charges de personnel	(11 624)	(10 802)
Impôts et taxes	(3 287)	(3 101)
Autres produits et charges opérationnels	5 451	3 661
Excédent brut d'exploitation (EBE)	16 084	14 939
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(69)	(116)
Dotations aux amortissements	(6 849)	(6 285)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(164)	(221)
(Pertes de valeur) / reprises	(752)	(640)
Autres produits et charges d'exploitation	(5)	775
Résultat d'exploitation	8 245	8 452
Résultat financier	(3 362)	(3 780)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 883	4 672
Impôts sur les résultats	(1 586)	(1 336)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	260	51
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 557	3 387
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	241	239
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	3 316	3 148
Résultat net par action (en euros)	1,80	1,70
Résultat net dilué par action (en euros)	1,80	1,70

9.3.1 Chiffre d'affaires

Un chiffre d'affaires consolidé en progression de 11,4 % et en croissance organique de 5,8 %.

9.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 729	65 307	7 422	+ 11,4	+ 5,8

Le chiffre d'affaires s'élève à 72 729 millions d'euros en 2012, en croissance de 7 422 millions d'euros (+11,4 %). Hors effets de change (674 millions d'euros) résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling face à l'euro et hors effets de périmètre (2 983 millions d'euros) liés pour l'essentiel à la prise de contrôle d'Edison, la croissance organique est de +5,8 %.

9.3.1.2. Évolution du chiffre d'affaires par segment

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	39 120	37 171	1 949	+ 5,2	+ 5,2
Royaume-Uni	9 739	8 568	1 171	+ 13,7	+ 6,4
Italie	10 098	6 552	3 546	+ 54,1	+ 10,8
Autre International	7 976	7 501	475	+ 6,3	+ 5,5
Autres activités	5 796	5 515	281	+ 5,1	+ 2,8
Total hors France	33 609	28 136	5 473	+ 19,5	+ 6,5
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	72 729	65 307	7 422	+ 11,4	+ 5,8

En 2012, le chiffre d'affaires réalisé hors de France représente 46,2 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe, contre 43,1 % en 2011.

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 39 120 millions d'euros, en croissance organique de 5,2 % par rapport à 2011.

La croissance du chiffre d'affaires résulte principalement de l'augmentation des volumes vendus en électricité (+7,2 TWh) et en gaz (+2,9 TWh) pour 1 milliard d'euros, ainsi que de la hausse des prix et tarifs de l'électricité (en juillet 2011 et juillet 2012) et du gaz pour 670 millions d'euros. La croissance des volumes vendus d'électricité est portée par les particuliers en raison d'un climat plus froid (+13 TWh par rapport à 2011); en revanche, la consommation des industriels est en recul.

Au 31 décembre 2012, la part de marché électricité sur l'ensemble des clients finals est de 80,0 %, en retrait de -0,2 point par rapport à fin 2011. La part de marché gaz naturel s'élève à 4,3 %, en augmentation de 0,7 point par rapport à fin 2011.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités non régulées¹, activités de réseaux² et activités insulaires³

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Chiffre d'affaires	39 120	37 171	1 949	+ 5,2
Activités non régulées	37 001	35 270	1 731	+ 4,9
Activités réseaux	13 309	12 254	1 055	+ 8,6
Activités insulaires	907	862	45	+ 5,2
Éliminations	(12 097)	(11 215)	(882)	

La hausse de 4,9 % du chiffre d'affaires des activités non régulées s'explique principalement par l'impact favorable des hausses de volumes, tirées pour l'essentiel par le climat.

Le chiffre d'affaires des activités réseaux augmente de 8,6 % sous l'effet conjugué des hausses des tarifs et des volumes acheminés du fait d'un hiver 2012 plus rigoureux qu'en 2011.

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, depuis la mise en équivalence de l'activité Transport au 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).

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2012 à 404,9 TWh contre 421,1 TWh en 2011, soit -16,2 TWh. Ce recul s'explique par des prolongations d'arrêts programmés plus importantes qu'en 2011, du fait d'aléas techniques, de contrôles et travaux complémentaires réalisés lors de ces arrêts et d'une demande exceptionnellement basse en fin d'année due à un climat particulièrement doux. Le coefficient de disponibilité s'établit à 79,7 % en 2012, en retrait de 1 point par rapport à 2011.

La production hydraulique s'élève à 34,5 TWh, en amélioration par rapport à 2011 (+7,7 TWh) du fait d'une hydraulicité nettement moins défavorable (voir conditions climatiques en section 9.2.1.4).

La production thermique à flamme s'élève à 14,9 TWh, soit +3,1 TWh par rapport à 2011. Cette évolution est essentiellement liée à un écart entre les prix de l'électricité et ceux des combustibles fossiles plus favorable à la production thermique à flamme, notamment durant la vague de froid de février 2012.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend Eurodif et les Entreprises locales de distribution) sont en progression de +7,2 TWh, dont +13 TWh liés au différentiel de températures. Par ailleurs, la fourniture d'électricité en application de la loi NOME a représenté un volume de 60,8 TWh.

En 2012, EDF a été acheteur net de 25,4 TWh sur les marchés de gros, ce qui représente une augmentation des volumes nets achetés de 18,1 TWh par rapport à 2011.

9.3.1.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 9739 millions d'euros en 2012, en hausse de 13,7 % par rapport à 2011 et en croissance organique de 6,4 %. Il inclut un effet de change favorable de 626 millions d'euros par rapport à 2011.

L'activité bénéficie d'effets prix favorables portés par la hausse des prix de gros sur l'ensemble des segments.

En revanche, le chiffre d'affaires enregistre des effets volumes défavorables, en raison d'une diminution des ventes aux entreprises dans un contexte de forte concurrence ainsi que des ventes structurées résultant de la fin des contrats historiques apportés par British Energy. Cette baisse est partiellement compensée par la hausse des volumes vendus en gaz et en électricité aux clients résidentiels, notamment en raison d'une augmentation du nombre de clients, et d'effets climatiques favorables.

9.3.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie**¹ au chiffre d'affaires du Groupe est de 10 098 millions d'euros, en progression de 54,1 % et en croissance organique de 10,8 %.

Le chiffre d'affaires d'Edison est en augmentation organique de 721 millions d'euros.

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires bénéficie d'une hausse des prix, partiellement compensée par un effet volume négatif auprès des clients finals et sur les marchés de gros.

Dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires est en croissance en raison du renchérissement des prix des matières premières et d'un effet volume global : hausse des volumes vendus sur les marchés de gros, des ventes industrielles et résidentielles et des volumes de production en exploration-production liés aux installations mises en service courant 2011.

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 7976 millions d'euros en 2012, en augmentation de 475 millions d'euros par rapport à 2011, soit +6,3 %.

Les effets de change entre 2011 et 2012 s'élèvent à +15 millions d'euros. Les effets périmètre du segment sont essentiellement liés aux changements de méthode de consolidation des filiales polonaises Zielona Gora et Kogeneracja². Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 5,5 % par rapport à 2011.

Cette progression provient pour l'essentiel de l'Autriche et, dans une moindre mesure, de la Belgique et de la Pologne. En revanche, le chiffre d'affaires est en légère baisse en Hongrie et aux États-Unis.

En **Autriche**, le chiffre d'affaires de 625 millions d'euros présente une croissance organique de +49,9 %, due notamment au développement des activités d'optimisation sans impact significatif sur la marge.

En **Belgique**, le chiffre d'affaires de 3771 millions d'euros présente une croissance organique de +4,9 %. Cette variation provient en majeure partie d'une hausse des volumes de gaz commercialisés en raison d'un effet climat favorable.

Le chiffre d'affaires de la **Pologne** présente une hausse organique de 8,6 % qui résulte d'une augmentation des volumes de vente d'électricité, de l'impact favorable de l'optimisation et de la commercialisation des certificats verts et jaunes (énergies renouvelables et gaz) plus nombreux qu'en 2011.

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 5796 millions d'euros en 2012, en augmentation de 281 millions d'euros (+5,1 %), et en croissance organique de 2,8 % par rapport à 2011.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 13,8 % par rapport à 2011. Cette croissance résulte principalement de l'augmentation des capacités en exploitation de l'activité Production. Elle est également portée par la hausse du chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**³ est en baisse organique de 13,9 % par rapport à 2011, notamment du fait de conditions de marché difficiles en Amérique du Nord.

Le chiffre d'affaires contributif de **Dalkia** est en croissance organique de 78 millions d'euros (+3,3 %), principalement en Europe Continentale.

1. Groupes Edison et Fenice.

2. Passage d'intégration proportionnelle à intégration globale le 16 février 2012 dans le cadre de l'acquisition des participations détenues par EnBW dans ces sociétés.

3. Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

9.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Un EBE en augmentation de 7,7 % et en croissance organique de 4,6 %.

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 729	65 307	7 422	+ 11,4	+ 5,8
Achats de combustible et d'énergie	(37 098)	(30 195)	(6 903)	+ 22,9	+ 13,3
Autres consommations externes	(10 087)	(9 931)	(156)	+ 1,6	- 0,4
Charges de personnel	(11 624)	(10 802)	(822)	+ 7,6	+ 6,3
Impôts et taxes	(3 287)	(3 101)	(186)	+ 6,0	+ 5,7
Autres produits et charges opérationnels	5 451	3 661	1 790	+ 48,9	+ 47,9
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	16 084	14 939	1 145	+ 7,7	+ 4,6

9.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'excédent brut d'exploitation consolidé du Groupe s'élève à 16 084 millions d'euros en 2012, en augmentation de 7,7 % par rapport à 2011 et en croissance organique de 4,6 %. Les effets de périmètre pour +309 millions d'euros concernent principalement Edison. Les effets de change favorables de 154 millions d'euros résultent principalement de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Les achats de combustible et d'énergie du Groupe s'établissent à 37 098 millions d'euros en 2012, en augmentation de 6 903 millions d'euros par rapport à 2011 (+22,9 %) et en croissance organique de 13,3 %. En France, la hausse organique de 16,1 % s'explique essentiellement par l'accroissement des obligations d'achat (à hauteur de 1 milliard d'euros, par ailleurs compensées par la CSPE comptabilisée en Autres produits et charges opérationnels). Au Royaume-Uni, la hausse organique de 169 millions d'euros (+3,5 %) s'explique essentiellement par la hausse du coût de l'énergie et des tarifs de transport et de distribution. En Italie, la hausse organique de 16,2 % provient principalement du renchérissement des coûts d'approvisionnement en gaz. Sur le segment Autre International, la hausse organique de 10,1 % est liée principalement à l'augmentation des volumes ayant fait l'objet d'activités d'optimisation en Autriche et en Belgique.

Les autres consommations externes du Groupe s'élèvent à 10 087 millions d'euros, en augmentation de 156 millions d'euros par rapport à 2011 (+1,6 %) et en légère baisse organique (-0,4 %). Les variations organiques défavorables au Royaume-Uni (-93 millions d'euros) et en Italie (-50 millions d'euros) sont plus que compensées par la diminution constatée en France, suite en particulier à un renforcement du schéma de gestion relatif aux tranches nucléaires ayant permis une amélioration du suivi des dépenses

de maintenance courantes et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers.

Les charges de personnel du Groupe s'établissent à 11 624 millions d'euros, en augmentation de 822 millions d'euros par rapport à 2011. La variation organique est de +6,3 %. Cette variation concerne essentiellement la France, où les charges de personnel s'élèvent à 8 676 millions d'euros, en croissance organique de 7,6 % par rapport à 2011, compte tenu de l'augmentation des effectifs ainsi que des mesures salariales et de la hausse des cotisations sociales employeur (consécutive à l'élargissement de l'assiette des cotisations).

Les impôts et taxes s'élèvent à 3 287 millions d'euros en 2012, en augmentation de 186 millions d'euros par rapport à 2011, soit +6,0 % (+5,7 % en croissance organique). Cette variation inclut une hausse des impôts et taxes en France supportés par l'activité production.

Les autres produits et charges opérationnels correspondent à un produit net de 5 451 millions d'euros en 2012, en augmentation de 1 790 millions d'euros par rapport à 2011 et en variation organique de +47,9 %. En France, la hausse organique des autres produits et charges opérationnels de 1 613 millions d'euros est due à la hausse de la CSPE pour 1 131 millions d'euros liée à l'augmentation de la compensation des obligations d'achat et à l'effet positif de la fin du dispositif TaRTAM en juillet 2011. En Italie, les autres produits et charges opérationnels augmentent en organique chez Edison de 347 millions d'euros compte tenu de l'effet favorable de la quote-part relative aux exercices antérieurs des résultats de renégociation de contrats d'approvisionnement à long terme de gaz naturel. Au Royaume-Uni, en revanche, les autres produits et charges opérationnels diminuent en organique de 227 millions d'euros compte tenu principalement de l'effet défavorable de la valorisation à la juste valeur des contrats de vente d'électricité, effectuée lors de l'acquisition de British Energy.

9.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	9 930	9 196	734	+ 8,0	+ 8,0
Royaume-Uni	2 054	1 942	112	+ 5,8	- 1,5
Italie	1 019	592	427	+ 72,1	+ 23,1
Autre International	1 067	1 280	(213)	- 16,6	- 19,5
Autres activités	2 014	1 929	85	+ 4,4	+ 4,7
Total hors France	6 154	5 743	411	+ 7,2	- 0,9
EBE GROUPE	16 084	14 939	1 145	+ 7,7	+ 4,6

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 9 930 millions d'euros, en augmentation faciale et organique de 8,0 % par rapport à 2011. Cette contribution représente 61,7 % de l'EBE du Groupe en 2012, à l'identique de 2011.

Ventilation¹ de l'EBE du segment France entre activités non régulées, activités de réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	9 930	9 196	734	+ 8,0
Activités non régulées	6 209	6 116	93	+ 1,5
Activités réseaux	3 451	2 820	631	+ 22,4
Activités insulaires	270	260	10	+ 3,8

L'EBE des activités non régulées augmente légèrement (+1,5 %).

Cette évolution intègre essentiellement :

- en termes de volumes : l'effet de la baisse de la production nucléaire (-635 millions d'euros), en partie compensée par l'amélioration de la production hydraulique (357 millions d'euros), un effet climat défavorable (-208 millions d'euros) essentiellement dû à la vague de froid de février 2012 qui a suscité un pic de demande satisfaite à un coût élevé, ainsi qu'une augmentation des charges d'exploitation de 177 millions d'euros;
- en termes de prix : des effets favorables des contrats long terme et Eurodif (+238 millions d'euros), la fin du dispositif TaRTAM (+225 millions d'euros) et la légère hausse de la part énergie hors acheminement des tarifs réglementés de vente (+188 millions d'euros).

L'EBE des activités réseaux est en progression de 22,4 %, en raison de la hausse tarifaire de la part acheminement, de l'effet favorable du climat et de l'impact négatif de la régularisation du taux de perte sur exercices antérieurs constaté en 2011, sans équivalent en 2012.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation de 10 millions d'euros (+3,8 %) du fait de la hausse des tarifs principalement.

9.3.2.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe, incluant l'impact de la revalorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy, est de 2 054 millions d'euros en 2012, en hausse de 5,8 % par rapport à 2011 et en diminution organique de 1,5 %. L'effet change favorable (+142 millions d'euros) est lié à l'appréciation de la livre sterling face à l'euro entre 2011 et 2012.

Hors effet défavorable lié à la revalorisation à la juste valeur du bilan d'acquisition de British Energy (notamment des contrats de vente d'électricité), l'EBE est en croissance organique de 7,5 %.

La performance opérationnelle se caractérise par la hausse de la production nucléaire de +4,2 TWh à 60,0 TWh (+7,5 %) et par la hausse de la production thermique à charbon (+6,5 TWh), résultant de la bonne disponibilité du parc de production. Celle-ci, ainsi que la hausse des prix de gros, ont un effet favorable sur les marges.

9.3.2.2.3 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 1 019 millions d'euros, en progression de 72,1 % par rapport à 2011 et en hausse organique de +23,1 %.

La contribution d'**Edison** à l'EBE du Groupe s'établit à 918 millions d'euros en 2012 contre 480 millions d'euros en 2011, en croissance organique de 148 millions d'euros, soit +30,8 %.

La contribution des activités hydrocarbures à l'EBE est en forte progression par rapport à 2011 (+294 millions d'euros). Les résultats d'arbitrages² favorables à Edison de septembre et octobre 2012, relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme de gaz naturel avec Rasgas (Qatar) et ENI (Libye), ont entraîné une hausse de l'EBE de 680 millions d'euros (dont 347 millions d'euros au titre des années antérieures). Par ailleurs, l'exploration-production enregistre de bons résultats. Toutefois, ces activités restent fortement pénalisées par la baisse des marges gaz sur les clients finals résultant de la baisse de la demande conjuguée avec une disponibilité importante de gaz spot sur les hubs européens, entraînant une décorrélation entre les prix spot du gaz et le coût des contrats à long terme. Une nouvelle phase de révision de prix avec les fournisseurs gaziers a débuté au quatrième trimestre 2012 afin de restaurer la profitabilité de ces contrats. L'arbitrage pour le contrat d'importation de gaz algérien est actuellement en cours et une décision est attendue en 2013.

L'EBE de l'activité électricité est en baisse, principalement en raison d'une contraction des marges unitaires sur le marché des clients finals et de résultats sur le marché d'équilibrage inférieurs à 2011.

9.3.2.2.4 Autre International

L'EBE du segment **Autre International** s'élève à 1 067 millions d'euros en 2012, en diminution de 16,6 % par rapport à 2011 et en diminution organique de 19,5 %.

L'EBE en **Pologne** enregistre une diminution organique de 113 millions d'euros, intégrant une contraction des marges en raison de la hausse des prix du combustible biomasse et de la baisse des prix des certificats verts (énergies renouvelables).

1. Ventilation explicitée dans la partie 9.3.1.2.1.

2. Ayant porté sur les années gazières d'octobre 2010 à fin septembre 2012.

Le **Brésil** enregistre une diminution organique de 53 millions d'euros de son EBE, liée notamment à deux arrêts majeurs de la centrale de Norte Fluminense programmés au premier semestre 2012 et au niveau exceptionnellement élevé des exportations en 2011.

Aux **États-Unis**, l'EBE est en décroissance organique (-27 millions d'euros) par rapport à 2011, ce qui s'explique par la diminution de la marge réalisée par CENG compte tenu de la baisse des prix de marché de l'électricité et de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt programmés et fortuits entre 2011 et 2012. Cette évolution est partiellement compensée chez UniStar par la limitation des dépenses sur le projet Calvert Cliffs 3 en vue de l'obtention de la licence de construction et d'exploitation NRC, et par une optimisation des coûts de structure dans la holding EDF Inc.

L'EBE de la **Belgique** est en décroissance organique de 16 millions d'euros. Il enregistre les effets défavorables des nouveaux mécanismes de régulation entrés en vigueur en 2012 et présentés au § 9.2.2.4.2, ainsi que de l'arrêt des centrales Doel 3 et Tihange 2.

9.3.2.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 2014 millions d'euros, en augmentation de 85 millions d'euros par rapport à 2011 et en croissance organique de +4,7 %.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 642 millions d'euros. Cette progression organique de 20,6 % par rapport à 2011 est tirée par le développement de l'activité production d'une part (hausse des productions éoliennes et solaires en Europe et en Amérique du Nord du fait d'importantes mises en service en 2011 et 2012, ainsi que de conditions météorologiques favorables), et par une activité soutenue de DVAS d'autre part.

L'EBE d'**EDF Trading** est en baisse de 20,1 % par rapport à 2011, ce qui reflète l'évolution de la marge de trading commentée au § 9.3.1.2.5.

L'EBE de **Dalkia** est en décroissance organique de 22 millions d'euros, soit -8,9 %, en raison de conditions dégradées de l'activité en Italie.

L'EBE du segment bénéficie par ailleurs de l'effet favorable d'opérations immobilières ainsi que de renégociations de contrats d'assurance.

9.3.3 Résultat d'exploitation

Un résultat d'exploitation en diminution de 2,4 %.

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	16 084	14 939	1 145	+ 7,7
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de trading	(69)	(116)	47	- 40,5
Dotations aux amortissements	(6 849)	(6 285)	(564)	+ 9,0
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(164)	(221)	57	- 25,8
(Pertes de valeur)/reprises	(752)	(640)	(112)	+ 17,5
Autres produits et charges d'exploitation	(5)	775	(780)	- 100,6
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	8 245	8 452	(207)	- 2,4

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 8 245 millions d'euros en 2012, en diminution de 207 millions d'euros par rapport à 2011, ce qui s'explique principalement par la dégradation des autres produits et charges d'exploitation et la hausse des dotations aux amortissements, partiellement compensées par l'évolution positive de l'EBE.

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 -116 millions d'euros en 2011 à -69 millions d'euros en 2012. Les évolutions positives sont principalement localisées dans les segments **Autre International** (Belgique) et **Autres activités**.

9.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements sont en augmentation de 9,0 % par rapport à 2011.

La **France** enregistre une hausse des dotations aux amortissements de 287 millions d'euros, notamment liée aux remplacements de gros composants de centrales nucléaires et aux travaux d'investissements sur les centrales en exploitation et ce malgré l'effet favorable du changement d'estimation de la durée de vie de certains actifs de distribution.

Au **Royaume-Uni**, les dotations aux amortissements bénéficient en 2012 d'un effet favorable de 225 millions d'euros lié à la prise en compte de l'extension de 5 et 7 ans de la durée d'exploitation des réacteurs des centrales nucléaires RAG¹ par rapport à celle prévue au moment de l'acquisition de British Energy en janvier 2009.

En **Italie**, la hausse des volumes de production d'hydrocarbures chez Edison a entraîné une hausse des charges d'amortissement. Par ailleurs, dans le secteur de l'Exploration-Production, Edison a poursuivi ses efforts

1. Réacteurs avancés refroidis au gaz.

d'exploration en Norvège et aux îles Falkland, qui se sont traduits par deux découvertes en Norvège pour un montant estimé de 18 milliards de m³ de réserves de gaz (20 % quote-part Edison). Les dépenses d'exploration qui s'y rattachent sont comptabilisées en charge d'amortissement sur l'exercice.

Chez **EDF Énergies Nouvelles**, la mise en service des parcs de production conduit à une hausse des charges d'amortissement de 58 millions d'euros.

9.3.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 57 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2012 par rapport à 2011 est essentiellement attribuable à ERDF.

9.3.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2011, les pertes de valeur constatées pour 640 millions d'euros concernaient 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.

En 2012, les pertes de valeur constatées pour 752 millions d'euros concernent principalement CENG aux États-Unis (segment **Autre International**) pour 396 millions d'euros, compte tenu des perspectives dégradées sur les prix à terme de l'électricité, le **Royaume-Uni** pour 234 millions d'euros sur des actifs thermiques, ainsi qu'Edison en **Italie** pour 44 millions d'euros.

9.3.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation représentent une charge nette de 5 millions d'euros en 2012 contre un produit net de 775 millions d'euros en 2011. En 2011, ils comprenaient 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 327 millions d'euros.

En 2012, ils incluent essentiellement :

- une charge nette de (70) millions d'euros relative à la révision à la hausse des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires françaises à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A) et à la révision de certains coûts relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible usé;
- un produit de 160 millions d'euros concernant ERDF et résultant d'une reprise de provision pour renouvellement suite à un changement d'estimation de la durée de vie des transformateurs HTA-BT¹ (étendue à 40 ans au lieu de 30 ans précédemment);
- par ailleurs, l'application de la norme IFRS 3 révisée s'est traduite par la comptabilisation en Autres produits et charges d'exploitation dans le cadre de la prise de contrôle d'Edison :
 - d'un résultat de cession de -1 090 millions d'euros lié à la quote-part anciennement détenue,
 - d'un goodwill négatif de 1 023 millions d'euros.

9.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(2 443)	(2 271)	(172)	+ 7,6
Effet de l'actualisation	(3 285)	(3 064)	(221)	+ 7,2
Autres produits et charges financiers	2 366	1 555	811	+ 52,2
RÉSULTAT FINANCIER	(3 362)	(3 780)	418	- 11,1

Le résultat financier représente une charge de 3 362 millions d'euros en 2012, en baisse de 418 millions d'euros par rapport à 2011. Cette évolution s'explique par :

- coût de l'endettement financier brut : la hausse de +7,6 % est liée à l'augmentation de la dette brute moyenne du Groupe;
- effet de l'actualisation : l'augmentation de 221 millions d'euros des charges d'actualisation s'explique principalement par la révision du

taux d'actualisation des provisions nucléaires en France, partiellement compensée par une reprise de charges d'actualisation des avances partenaire remboursées par EDF à Enel fin 2012 suite à son retrait du projet Flamanville 3 (101 millions d'euros);

- autres produits et charges financiers : la variation favorable est liée d'une part au produit financier de 629 millions d'euros correspondant à la compensation du coût de portage lié au déficit cumulé du mécanisme CSPE et d'autre part à l'optimisation de la trésorerie et des actifs liquides.

1. HTA-BT : haute tension A – basse tension.

9.3.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 586 millions d'euros correspondant à un taux effectif d'impôt de 32,5 % en 2012. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 28,6 % en 2011.

La hausse du taux effectif d'impôt entre 2012 et 2011 s'explique principalement par l'impact des nouvelles lois de finances en France et par l'effet favorable (sans équivalent en 2012) lié à la faible fiscalisation du résultat de cession de la participation du Groupe dans EnBW en 2011.

9.3.6 Quote-part de résultat des entreprises associées

Le Groupe enregistre un produit de 260 millions d'euros en 2012, contre un produit de 51 millions d'euros en 2011. Cette augmentation s'explique essentiellement par la croissance du résultat de RTE par rapport à 2011, ainsi que par la comptabilisation d'une perte de valeur sur Alpiq inférieure en 2012 à celle comptabilisée en 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 241 millions d'euros en 2012, stable par rapport à 2011.

9.3.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 316 millions d'euros en 2012, en hausse de 168 millions d'euros par rapport à 2011, soit +5,3 %.

9.3.9 Résultat net courant

Le résultat net courant¹ s'établit à 4 216 millions d'euros en 2012, en augmentation de 609 millions d'euros, soit 16,9 % par rapport à 2011.

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 2012 s'élèvent à -900 millions d'euros; ils se composent principalement de :

- -856 millions d'euros de pertes de valeur et révisions de provisions (notamment nucléaires);
- -44 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading.

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 -459 millions d'euros en 2011 et incluaient notamment des pertes de valeur et la plus-value de cession EnBW.

9.4 Flux de trésorerie et endettement financier net

9.4.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	9 924	8 497	1 427	+ 16,8
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(14 410)	(6 791)	(7 619)	+ 112,2
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	4 657	(1 591)	6 248	n.a.
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	171	115	56	+ 48,7
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	5 743	5 567	176	+ 3,2
Incidence des variations de change	(44)	54	(98)	n.a.
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	38	44	(6)	-13,6
Incidence des autres reclassements	(34)	(37)	3	-8,1
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 874	5 743	131	+ 2,3

n.a. = non applicable.

9.4.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 883	4 672	211	+ 4,5
Pertes de valeur (reprises)	752	640	112	+ 17,5
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 197	7 210	1 987	+ 27,6
Produits et charges financiers	944	1 117	(173)	-15,5
Dividendes reçus des entreprises associées	201	334	(133)	-39,8
Plus ou moins-values de cession	(443)	(737)	294	-39,9
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 390)	(1 785)	(605)	+ 33,9
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	13 144	11 451	1 693	+ 14,8
Frais financiers nets décaissés	(1 634)	(1 623)	(11)	+ 0,7
Impôts sur le résultat payés	(1 586)	(1 331)	(255)	+ 19,2
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	9 924	8 497	1 427	+ 16,8

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2012 s'élèvent à 9 924 millions d'euros, en augmentation de 1 427 millions d'euros par rapport à l'exercice 2011.

Cette variation traduit d'abord une hausse de 1 693 millions d'euros des flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, qui provient :

- essentiellement 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 14 832 millions d'euros en 2012 contre 12 522 millions d'euros en 2011, soit une augmentation de 2 310 millions d'euros par rapport à 2011 ;

- dans une moindre mesure de l'effet des plus-values de cession 2012 inférieures à celles de 2011, qui comprenaient notamment celle d'EnBW ;
- Ces effets sont partiellement compensés par la diminution des dividendes reçus des entreprises associées (-133 millions d'euros) et par l'accroissement du besoin en fonds de roulement (-605 millions d'euros) lié notamment à la hausse de la créance CSPE.

La variation des flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation reflète également la hausse de l'impôt payé sur le résultat (-255 millions d'euros), surtout localisée en France, qui intègre l'augmentation du résultat de l'intégration fiscale et l'impact des nouvelles lois de finance.

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 14 410 millions d'euros en 2012, à comparer à 6 791 millions d'euros en 2011.

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisitions et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Investissements incorporels et corporels	(13 386)	(11 134)	(2 252)	+ 20,2
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	748	497	251	+ 50,5
Investissements non financiers nets⁽¹⁾	(12 638)	(10 637)	(2 001)	+ 18,8
Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise/cédée	20	3 624	(3 604)	- 99,4
Variations d'actifs financiers	(1 792)	222	(2 014)	n.a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	(14 410)	(6 791)	(7 619)	+ 112,2

n.a. = non applicable.

(1) Dans le cadre du contrôle de ses investissements industriels, le Groupe utilise l'indicateur d'investissements non financiers nets (« Investissements incorporels et corporels » nets des « Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles ») afin de suivre l'évolution au titre des immobilisations corporelles et incorporelles.

Investissements incorporels et corporels (investissements opérationnels)

Les investissements opérationnels s'élevèrent à 13 386 millions d'euros en 2012, en augmentation de 2 252 millions d'euros (+20,2%) par rapport à 2011.

Les investissements opérationnels du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités non régulées	4 383	3 896	487	+ 12,5
Activités réseaux	3 073	2 754	319	+ 11,6
Activités insulaires	779	728	51	+ 7,0
France	8 235	7 378	857	+ 11,6
Royaume-Uni	1 643	1 179	464	+ 39,4
Italie	438	318	120	+ 37,7
Autre International	490	436	54	+ 12,4
International	2 571	1 933	638	+ 33,0
Autres activités	2 580	1 823	757	+ 41,5
INVESTISSEMENTS OPÉRATIONNELS	13 386	11 134	2 252	+ 20,2

L'augmentation des investissements opérationnels en **France** est de 857 millions d'euros, soit +11,6%. Concernant les activités non régulées, l'augmentation se concentre sur la maintenance nucléaire (570 millions d'euros), principalement sur les opérations de maintien du patrimoine. En effet, les dépenses engagées pour améliorer les performances des tranches nucléaires ont conduit sur l'exercice à une augmentation des montants immobilisés. Par ailleurs, le renforcement du schéma de gestion a permis une amélioration du suivi des dépenses de maintenance courante et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers. Ces contrôles relèvent de la qualification d'inspections majeures et sont immobilisés.

Sur les activités de réseaux, cette évolution s'explique essentiellement par les investissements d'ERDF sur les raccordements des clients (125 millions d'euros) et sur la qualité de la desserte (106 millions d'euros). 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 et en Guadeloupe (Pointe Jarry).

Au **Royaume-Uni**, les investissements opérationnels sont en hausse de 464 millions d'euros, soit + 39,4%. Cette variation s'explique notamment

par l'augmentation des investissements liés au développement du Nouveau Nucléaire et des énergies renouvelables.

En **Italie**, la hausse de 120 millions d'euros des investissements opérationnels (+37,7%) est principalement localisée chez Edison et correspond essentiellement à un effet périmètre suite à la prise de contrôle d'Edison ayant eu lieu en mai 2012. Hors effet périmètre (de l'ordre de 192 millions d'euros), les investissements opérationnels d'Edison ont diminué de 77 millions d'euros, en lien avec une nette diminution des investissements dans les activités électriques (-89 millions d'euros).

Sur la zone **Autre International**, les investissements opérationnels sont en hausse de 54 millions d'euros en 2012 par rapport à 2011, principalement en Pologne.

Les investissements opérationnels des **Autres activités** sont en hausse de 757 millions d'euros, soit 41,5%. Cette variation s'explique principalement par l'augmentation des investissements d'EDF Énergies Nouvelles (714 millions d'euros), qui lui permettent d'accroître la taille de son parc de production afin d'en revendre par la suite une partie sous la forme d'actifs structurés.

Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise/cédée

En 2012, les acquisitions/cessions comprennent principalement l'encaissement du produit de cession de la centrale d'Eggborough au Royaume-Uni et le montant de l'acquisition d'Enerest.

En 2011, les acquisitions/cessions intégraient principalement le produit de cession d'EnBW pour 3 762 millions d'euros.

Variation d'actifs financiers

En 2012, la variation des actifs financiers est de -1 792 millions d'euros, pour 222 millions d'euros en 2011. La variation de l'exercice 2012 est principalement liée à EDF et s'explique par des acquisitions d'actifs liquides pour 1 224 millions d'euros et des dotations de trésorerie aux actifs dédiés pour 737 millions d'euros.

9.4.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(1 038)	(1 324)	286	- 21,6
Dividendes versés par EDF	(2 125)	(2 122)	(3)	+ 0,1
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(230)	(261)	31	- 11,9
Achats/ventes d'actions propres	(15)	(14)	(1)	+ 7,1
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(3 408)	(3 721)	313	- 8,4
Emissions d'emprunts	12 431	5 846	6 585	+ 112,6
Remboursements d'emprunts	(4 869)	(4 071)	(798)	+ 19,6
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions	190	194	(4)	- 2,1
Subventions d'investissement reçues	313	161	152	+ 94,4
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	8 065	2 130	5 935	n.a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	4 657	(1 591)	6 248	n.a.

n.a. = non applicable.

En 2012, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 4 657 millions d'euros en augmentation de 6 248 millions d'euros par rapport à 2011. Cette variation traduit principalement :

- une diminution des transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle qui correspondent en 2012 à l'acquisition d'intérêts complémentaires dans le groupe Edison pour 869 millions d'euros et dans ERSA suite à l'acquisition par EDF de la participation d'EnBW dans cette filiale polonaise pour 252 millions d'euros ;
- une stabilité des dividendes versés en numéraire par EDF SA en 2012 par rapport à 2011 ;
- des émissions nettes d'emprunts en augmentation de 5 787 millions d'euros qui reflètent l'émission de plusieurs emprunts obligataires, dans un contexte d'accroissement des investissements opérationnels et de prise de contrôle d'Edison. Ces émissions ont permis de réduire le coût moyen de la dette brute du Groupe.

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 2012 et prend désormais en compte les prêts du Groupe à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

(en millions d'euros)	2012	2011 retraité ⁽⁴⁾	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	16 084	14 939	1 145	+ 7,7
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(715)	(2 040)	1 325	
Frais financiers nets décaissés	(1 634)	(1 623)	(11)	
Impôt sur le résultat payé	(1 586)	(1 331)	(255)	
Autres éléments	165	336	(171)	
Cash flow opérationnel⁽¹⁾	12 314	10 281	2 033	+ 19,8
Variation du besoin en fonds de roulement net	(2 390)	(1 121)	(1 269)	
Investissements opérationnels (Capex Bruts) nets des cessions	(12 638)	(10 637)	(2 001)	
Free cash flow	(2 714)	(1 477)	(1 237)	
Dotations actifs dédiés France	(737)	(315)	(422)	
Investissements financiers nets	(1 021)	3 277	(4 298)	
Dividendes versés	(2 355)	(2 383)	28	
Autres variations ⁽²⁾	365	8	357	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de périmètre et de change	(6 462)	(890)	(5 572)	
Effet de la variation du périmètre	(1 870)	2 607	(4 477)	
Effet de la variation de change	(137)	(516)	379	
Autres variations non monétaires ⁽³⁾	179	(97)	276	
(Augmentation)/Diminution de l'endettement financier net	(8 290)	1 104	(9 394)	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	33 285	34 389		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	41 575	33 285		

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds from operations (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) Principalement augmentations de capital souscrites par des minoritaires, 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 (dernier versement effectué en juin 2011 pour 664 millions d'euros hors taxes).

(3) Correspondent principalement aux variations de justes valeurs et aux reclassements comptables impactant l'endettement financier net.

(4) Données 2011 retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi ; les lignes « EBE » et « Neutralisation des éléments non monétaires dans l'EBE » sont retraitées d'un montant de +115 et -115 millions d'euros respectivement.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 41 575 millions d'euros au 31 décembre 2012. Il était de 33 285 millions d'euros au 31 décembre 2011 et augmente donc de 8 290 millions d'euros sur l'année 2012.

Le Groupe a dégagé un free cash flow de -2 714 millions d'euros. Celui-ci intègre les investissements opérationnels nets de cessions de -12 638 millions d'euros financés par le cash flow opérationnel à hauteur de 12 314 millions d'euros et une variation de BFR de -2 390 millions d'euros.

La dotation 2012 aux actifs dédiés, qui s'élève à 737 millions d'euros, est en hausse de 422 millions d'euros par rapport à 2011, ce qui s'explique par la suspension ponctuelle des dotations de septembre 2011 à décembre 2011 autorisée par le Conseil d'administration en raison des conditions de marché. Par ailleurs les dotations ont repris au début de l'année 2012 à un rythme plus soutenu pour tenir compte de la moindre valorisation du portefeuille d'actifs intégré à fin 2011.

En 2012, les investissements financiers nets (hors dotations aux actifs dédiés) s'élèvent à 1 021 millions d'euros, ce qui correspond principalement aux opérations suivantes :

- la prise de contrôle d'Edison pour -969 millions d'euros ;

- le rachat des titres ERSA et Kogeneracja détenus par EnBW pour -301 millions d'euros ;
- la cession pour +361 millions d'euros de la totalité des titres Exelon ;
- l'encaissement du prix de cession de la centrale thermique à charbon d'Eggborough pour +261 millions d'euros ;
- la prise de contrôle d'Enerest par Electricité de Strasbourg pour -139 millions d'euros.

Les dividendes versés en numéraire (2 355 millions d'euros) comprennent le solde du dividende 2011 pour 1 072 millions d'euros, l'acompte sur 2012 pour 1 053 millions d'euros et les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (230 millions d'euros), principalement Centrica au Royaume-Uni (117 millions d'euros).

En 2012, l'effet périmètre reflète principalement l'impact des opérations Edison (-2 290 millions d'euros) ainsi que l'effet de la sortie de la dette de sociétés cédées par EDF Energies Nouvelles dans le cadre de son activité DVAS.

L'effet change (essentiellement l'appréciation de la livre sterling et la dépréciation du dollar américain par rapport à l'euro¹) a un impact globalement défavorable de -137 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe.

1. Dépréciation de 1,9% du dollar américain face à l'euro : 31 décembre 2011 0,7729 €/€; 31 décembre 2012 0,7579 €/€. Appréciation de 2,4% de la livre sterling face à l'euro : 31 décembre 2011 1,1972 €/€; 31 décembre 2012 1,2253 €/€.

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 définis dans le Cadre de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion (c'est-à-dire hors RTE et 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 et Investissements (DCRFI) – 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 (hors RTE et ERDF) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la tête du Groupe, incluant notamment la Salle des marchés.

Le DCRFI 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 et de leur efficacité.

9.5.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

9.5.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2012, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 16 163 millions d'euros et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 8 598 millions d'euros.

Sur l'année 2013, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2012 s'élèveront à 15 139 millions d'euros, dont 5 989 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2012, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

9.5.1.1.2 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 2012 à l'émission d'emprunts obligataires dont les caractéristiques sont présentées dans la note 38.2.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2012 « Variations des emprunts et dettes financières ». Les emprunts obligataires ont été émis soit au travers de programmes EMTN (*Euro Medium Term Note Program*), soit en *stand alone* pour un montant global de 5 204 millions d'euros et de 750 millions de livres sterling.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2012 a été portée à 8,5 ans contre 9,2 ans au 31 décembre 2011, celle d'EDF SA à 9,6 ans contre 10,4 ans au 31 décembre 2011.

Au 31 décembre 2012, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2012) :

	Dettes	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
(en millions d'euros)				
2013	15 139	(145)	64	11
Entre 2014 et 2017	20 449	(609)	109	40
2018 et au-delà	50 572	(1 748)	(49)	167
TOTAL	86 160	(2 501)	124	218
Dont remboursement de dette	58 592			
Dont charges d'intérêt	27 568			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché. À ce titre, la filiale Edison contribue désormais au *cash pooling* du Groupe ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la Trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit stand-by aux filiales qui peuvent ainsi se financer en revolving auprès du Groupe. Par ailleurs, la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement à moyen et long termes des activités du Groupe situées hors de France. 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 2012, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 1 620 millions d'euros et de 4 493 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP. 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 euro 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.

Le tableau ci-après 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 2012 :

Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Nominal à l'émission (en millions de devises)	Devise	Taux
EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR	5,6 %
EDF	12/2008	12/2013	1 350	CHF	3,4 %
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	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	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,9 %
EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,8 %
EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,6 %
EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,0 %
EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,1 %
EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,6 %
EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,9 %
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	5,1 %

(1) Date de réception des fonds.

Enfin, au 31 décembre 2012, EDF SA et Edison disposent de lignes de crédit pouvant être sollicitées en cas de difficultés de liquidités, et dont les caractéristiques sont les suivantes :

- EDF SA dispose d'un montant global de 7 950 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales). Les lignes de crédit représentent 3 950 millions d'euros de disponible dont les maturités s'échelonnent entre janvier 2015 et juin 2017 ; les crédits syndiqués représentent 4 000 millions d'euros pour des échéances allant de novembre 2015 à novembre 2017. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours. Au 31 décembre 2012, les crédits syndiqués n'ont fait l'objet d'aucun tirage.

Une ligne de crédit de 500 millions d'euros vis-à-vis de la Banque européenne d'investissement s'ajoute à ces dernières. Elle a fait l'objet d'un tirage total au 31 décembre 2012 (100 millions d'euros tirés en 2010, 350 millions en 2011 et 50 millions d'euros en 2012) ;

- Edison dispose d'un crédit syndiqué de 1 500 millions d'euros (d'échéance le 14 avril 2013) qui a fait l'objet d'un tirage de 1 150 millions d'euros à fin décembre 2012. Le « Club deal » de 700 millions d'euros disponible précédemment a expiré fin 2012.

9.5.1.2 Notation financière

Les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2012 :

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
	Moody's	Aa3 sous surveillance négative ⁽¹⁾	P-1
	Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective stable	F1
RTE	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
EDF Trading	Moody's	A3 sous surveillance négative ⁽²⁾	n.a.
EDF Energy	Standard & Poor's	A assortie d'une perspective négative	A-1
	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative ⁽³⁾	P-2
	Fitch Ratings	n.a.	n.a.
Edison SpA	Standard & Poor's	BBB avec perspective positive ⁽⁴⁾	A-2
	Moody's	Baa3 sous surveillance négative	n.a.
	Fitch Ratings	BB avec perspective positive ⁽⁵⁾	B

n.a = non applicable

(1) Moody's a abaissé la perspective d'EDF de stable à négative le 5 décembre 2012 après la décision du Conseil d'État d'annuler l'arrêté de 2009 sur les tarifs de l'électricité. La perspective négative prend également en compte l'augmentation de la dette du Groupe ainsi que les incertitudes sur la rentabilité pour l'exercice 2013.

(2) L'abaissement de la notation par Moody's a été faite le 5 décembre 2012 en lien avec celui du groupe EDF.

(3) L'abaissement de la notation par Moody's a été faite le 5 décembre 2012 en lien avec celui du groupe EDF.

(4) S&P a relevé le 20 décembre 2012 la note d'Edison de BB+ à BBB suite à la prise de contrôle d'Edison par EDF, la renégociation de contrats gaziers et la cession d'une participation dans Edipower qui ont amélioré la trésorerie et les ratios de crédit d'Edison.

(5) Fitch a relevé le 13 août 2012 la note d'Edison de BB- à BB suite à la prise de contrôle du groupe Edison par EDF.

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, selon la devise, entre 73% et 92%. 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. Selon les principes édictés par le cadre de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2012 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Structure de la dette brute au 31 décembre 2012, par devise avant et après couverture

31 décembre 2012 (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	35 709	1 485	37 194	62 %
USD	11 621	(6 240)	5 381	9 %
GBP	7 927	5 773	13 700	23 %
Autres devises	4 675	(1 018)	3 657	6 %
TOTAL DES EMPRUNTS	59 932	-	59 932	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 2012.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2012 (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	37 194	-	37 194
USD	5 381	538	5 919
GBP	13 700	1 370	15 070
Autres devises	3 657	366	4 023
TOTAL DES EMPRUNTS	59 932	2 274	62 206

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 2012.

Position des actifs nets

31 décembre 2012 (en millions de devises)	Actif	Emprunts obligataires	Dérivés	US CP	Position nette après gestion (Actif)
USD	5 186	4 000	756	-	430
CHF (Suisse)	1 779	1 306			473
HUF (Hongrie)	130 053		95 295		34 758
PLN (Pologne)	3 517		2 648		869
GBP (Royaume-Uni)	14 139	6 035	4 915		3 189
BRL (Brésil)	626				626
CNY (Chine)	5 870				5 870

Les actifs indiqués ci-dessus sont les actifs nets des filiales étrangères du Groupe en devises au 30 septembre 2012, 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 2012. Les couvertures indiquées ci-dessus sont les emprunts obligataires, dérivés et émissions de *commercial paper* en devises existantes au 31 décembre 2012.

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 2012. 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

	Au 31 décembre 2012			Au 31 décembre 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	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
<i>(en millions de devises)</i>						
USD	430	326	32	548	424	42
CHF (Suisse)	473	392	39	495	407	40
HUF (Hongrie)	34 758	119	12	33 659	107	12
PLN (Pologne)	869	213	21	767	172	17
GBP (Grande-Bretagne)	3 189	3 908	391	2 853	3 416	341
BRL (Brésil)	626	232	23	692	286	29
CNY (Chine)	5 870	714	71	5 790	710	71

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 reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2012.

9.5.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition des positions de trésorerie 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) 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 2012, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 79,2 % à taux fixe et 20,8 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 125 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2012 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,7 % en 2012.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2012. L'impact de variation des taux d'intérêt reste stable par rapport à 2011.

Structure de la dette du Groupe et sensibilité au risque de taux

31 décembre 2012 <i>(en millions d'euros)</i>	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	52 306	(4 844)	47 462	-
À taux variable	7 626	4 844	12 470	125
TOTAL DES EMPRUNTS	59 932	-	59 932	125

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 2012 <i>(en millions d'euros)</i>	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	1 633	(16)	1 617

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 SA, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 29 % en actions fin 2012, soit un montant actions de 2,4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2012, 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 35,6 % en actions, ce qui représente un montant actions de 286 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2012, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 32,4 % en actions, soit un montant actions de 1 260 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire et ses engagements sociaux.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF maintient sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions. Au 31 décembre 2012, ces placements représentent un montant résiduel d'environ 3 millions d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2012, la participation d'EDF dans Veolia Environnement s'élève à 202 millions d'euros. La volatilité est estimée à 37,3 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés durant trois ans).

Au 31 décembre 2012, la participation d'EDF dans AREVA s'élève à 110 millions d'euros. La volatilité est estimée à 37,6 % (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 SA

Les actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF 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 2012 de 737 millions d'euros de dotations de trésorerie, contre 315 millions d'euros en 2011 (voir note 48 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012).

Les **décassements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2012 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 350 millions d'euros, contre 378 millions d'euros en 2011.

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés, le processus de décision et de contrôle pour leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'**allocation stratégique** est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille-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 le portefeuille financier (hors RTE et actifs réels). L'allocation stratégique est revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. En 2012, elle se décompose comme suit : 50 % des titres RTE, complétés par un portefeuille financier composé pour moitié en actions internationales et pour moitié 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 à préparer et alimenter les décaissements issus d'utilisations de provisions relatives aux centrales en cours de déconstruction et peut être renforcé de manière tactique notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

La **gestion tactique** des actifs est assurée autour de quatre axes principaux :

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions », « obligations » et « trésorerie » ;
- au sein de chaque sous-portefeuille, la répartition par « poche » ;
- 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 macro-économique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif » etc.),
 - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise,
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
 - par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
 - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supra-nationaux, obligations foncières et *covered bonds*, obligations d'entreprises),
 - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition élaborée par le Comité de gestion opérationnelle¹ repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et 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 2012, la valeur globale du portefeuille s'élève à 17 626 millions d'euros, contre 15 601 millions d'euros à fin décembre 2011 (pro-forma sur la valorisation des titres RTE après changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel).

1. Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

Composition selon la classification de l'article 4 du décret n°2007-243 du 23 février 2007

Catégories (en millions d'euros)	31 décembre 2012		31 décembre 2011	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
1° Obligations, créances et autres valeurs émises ou garanties par l'un des États membres de la Communauté européenne ou de l'OCDE	4 205	4 564	4 168	4 448
2° Obligations, BMTN... émis par le secteur privé	550	642	1 099	1 155
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	60	60	65	65
4° Parts ou actions d'OPCVM investissant dans les actifs mentionnés du 1° au 3°	8 051	8 761	6 541	6 865
5° Parts ou actions d'OPCVM investissant notamment dans des actifs autres que ceux mentionnés aux 1° à 3°	998	1 191	658	777
6° Droits réels immobiliers – parts ou actions de sociétés immobilières non cotées	Néant	Néant	Néant	Néant
7° Dépôt chez BNP PARIBAS SECURITIES SERVICES	0,076	0,076	0,055	0,055
Débiteurs et créiteurs divers (dividendes en cours d'encaissement, frais de gestion, couverture de change, etc.)	+ 15	+ 15	- 19	- 19
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	13 879	15 233	12 514	13 291
Titres RTE affectés	2 015	2 393	2 015	2 310
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS, HORS DÉBITEURS ET CRÉDITEURS DIVERS	15 879	17 611	14 548	15 620
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	15 893	17 626	14 529	15 601

(1) Cf. comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2012, note 19.

Composition analytique par sous-portfeuille et performance en 2012

La composition du portefeuille des actifs dédiés d'EDF au 31 décembre 2012 et 31 décembre 2011 est la suivante :

	31 décembre 2012	31 décembre 2011
S/portfeuille Actions	41,6 %	37,1 %
S/portfeuille Taux	39,4 %	42,4 %
S/portfeuille Trésorerie	5,4 %	5,7 %
Titres RTE affectés	13,6 %	14,8 %
TOTAL	100 %	100 %

Le tableau ci-dessous présente la performance par sous-portefeuille au 31 décembre 2012 et 31 décembre 2011 :

	31/12/2012 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2012		31/12/2011 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2011	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence
(en millions d'euros)						
S/portefeuille Actions	7 343	+ 13,8 %	+ 14,4 %	5 783	- 7,0 %	- 4,0 %
S/portefeuille Taux	6 937	+ 10,3 %	+ 10,6 %	6 615	+ 3,9 %	+ 3,4 %
TOTAL S/PORTEFEUILLE ACTIONS ET TAUX	14 280	+ 12,0 %	+ 12,6 %	12 398	- 1,6 %	- 0,1 %
S/portefeuille Trésorerie	953	+ 1,1 %	+ 0,2 %	893	+ 1,1 %	+ 0,9 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	15 233	+ 11,1 %	+ 12,6 %	13 291	- 1,6 %	- 0,1 %
Titres RTE affectés	2 393	-	-	2 310	-	-
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	17 626	+ 10,4 %		15 601	- 0,9 %	

(1) Indice de référence: MSCI World DN couvert en euro pour 50% pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, 50% MSCI World DN couvert en euro pour 50% + 50% Citigroup EGBI pour le portefeuille financier.

L'année a débuté dans une situation de crise de l'euro affectant les marchés obligataires comme les marchés actions de la zone. Quand les pays européens et la Banque centrale européenne ont clairement fait état de leur détermination, si besoin en soutenant les pays en difficulté (engagement de soutien vis-à-vis des banques espagnoles et de l'État grec; annonce de l'*Outright Monetary Transaction* par la banque centrale), les marchés obligataires tendus de la zone euro ont vu de fortes améliorations de leur liquidité et de leurs prix. Dans ce contexte, la politique d'investissement a consisté à réinvestir de manière régulière au cours de l'année en actions et en obligations. Le réinvestissement sur la poche obligataire s'est fait particulièrement sur le crédit mais aussi en titres souverains italiens, les investissements dans certaines dettes souveraines (Espagne, Grèce, Irlande, Portugal) restant négligeables. Son effet a été partiellement masqué par le reclassement du sous-portefeuille obligataire au sous-portefeuille trésorerie de mandats crédit court terme proches de leur maturité. Le réinvestissement dans le sous-portefeuille actions a aussi été sensible (48,2% du portefeuille financier fin 2012 contre 43,5% fin 2011).

En 2012, les actifs dédiés affichent une performance de +10,4%; celle du portefeuille financier (hors RTE) s'établit à + 11,1%. L'écart à l'indice de référence (+12,6%) s'explique par la prudence de gestion, matérialisée par l'importance de la poche de trésorerie et la sous-pondération action en début d'année et une diversification des actifs supérieure à celle de l'indice. La sélection de fonds a aussi été orientée, de sorte que la volatilité des sous-portefeuilles actions et obligations a été inférieure à celle de leur indice de référence. Les titres RTE jouent leur rôle de stabilisateur de la performance, dans les hausses (2012) comme dans les baisses (2011) du marché.

Dans ce contexte, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 101,4 millions d'euros, dont +948,1 millions d'euros sur le portefeuille financier (+1 483,7 millions d'euros avant impôt) et +153,3 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 au 31 décembre 2012.

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille actions à fin décembre 2012 des actifs dédiés d'EDF s'élève à 7 343 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 2012 à 10,2% sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 19,1% à fin 2011. 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 749 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2012, la sensibilité du sous-portefeuille taux (6 937 millions d'euros) s'établissait à 5,06, 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 351 millions, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité du sous-portefeuille taux, en hausse par rapport à celle observée fin 2011 (4,81), reste nettement inférieure à celle de l'indice de référence (6,43).

9.5.1.7 Gestion du risque de contrepartie/credit

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. De plus, fin 2012, un outil de consolidation a été mis en place afin de fiabiliser le processus et de le rendre plus réactif.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de rating des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie à fin septembre 2012. Les principales contreparties pour les activités du Groupe sont à 83 % de classe *investment grade*. Cette valeur est en léger retrait par rapport à celle issue de la consolidation à fin septembre 2011.

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 30/09/2012	7 %	23 %	39 %	14 %	2 %	1 %	1 %	13 %	100 %
au 30/09/2011	9 %	20 %	45 %	11 %	2 %	0 %	0 %	13 %	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 30/09/2012	4 %	38 %	7 %	39 %	12 %	100 %
au 30/09/2011	4 %	34 %	7 %	40 %	15 %	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-collateral* 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 département CRFI 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.

Dans le contexte de la crise financière en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie (EDF SA et *cash pooling*) vis-à-vis notamment des pays comme l'Italie et l'Espagne. Seules les contreparties bancaires espagnoles ou italiennes de catégorie *investment grade* et considérées comme systémiques par le Conseil de stabilité financière (donc présentant un risque de défaut faible) sont autorisées pour des montants et des maturités restreints (échéance maximale avril 2013). EDF ne détient aucun placement direct sur de la dette souveraine de ces pays.

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 CO₂) 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 assure désormais le contrôle opérationnel, la politique de risques relative aux marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé seront mis en place dans le cadre du projet de son intégration au groupe EDF. CENG, dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel au 31 décembre 2012, 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 Comité exécutif du Groupe (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. Il 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 41 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* précise l'appétence au risque de l'activité de trading en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge trading atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de cette limite, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2012, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré d'une part avec une limite de VaR de 45 millions d'euros¹ 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'euros². Au cours de cette année, la VaR a oscillé entre 2,6 et 19,1 millions d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs sur les exercices 2012 et 2011 :

(en millions d'euros)	2 nd semestre 2012	1 ^{er} semestre 2012	2 nd semestre 2011	1 ^{er} semestre 2011
Limite VaR (97,5 % un jour)	45	45	45	45
Limite <i>stop-loss</i>	225	225	225	225
VaR minimum	2,6	5,9	4,3	4,7
VaR moyenne	7,1	10,1	6,9	10,4
VaR maximum	11,4	19,1	10,4	18,7

Dans l'année 2012, même avec la volatilité forte des marchés en février, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées 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 gouvernance³ 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 nette⁴ 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 économique⁶ 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 liquides⁷.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir notes 41.4.3 et 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2012. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2012.

9.5.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances qu'il met en œuvre à EDF SA, 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'OIL⁸. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par

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.

3. Ce modèle évolue pour être mis en conformité avec la politique du groupe EDF.

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 filiales.

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.

6. Le capital économique désigne le capital alloué pour faire face aux risques marchés.

7. Les données figurent dans le rapport annuel 2012 d'Edison au chapitre Gestion des risques financiers Groupe.

8. Oil Insurance Limited.

la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd¹, des assureurs et des réassureurs; RTE souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens (postes de transformation, immeubles et locaux techniques);

- **les dommages aux marchandises transportées;**
- **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 EDF Energy au Royaume-Uni, ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel notamment, au pool atomique français (Assuratome), au pool atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI) 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 NEIL².

- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire:** 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 résultant de la convention de Paris en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires. Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurances. Les montants couverts par les polices, souscrites par EDF auprès d'Allianz et d'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI), 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, ces contrats 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.

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.

- **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;
- **couverture des risques construction:** EDF met en place dans ce domaine 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, tels que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion etc. Ces couvertures qui s'élèvent à 11 millions d'euros ont été comptabilisées en investissement dans les comptes d'EDF SA;
- le 11 août 2011, ERDF a conclu avec NATIXIS/Swiss Re un contrat allant jusqu'au 30 juin 2016 (soit cinq saisons de tempêtes) dont l'objet est la **couverture du 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 111 millions d'euros en 2012, dont 62 millions d'euros pris en charge par EDF (hors investissements) et 18 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

1. Société irlandaise d'assurance détenue à 100% par EDF.

2. Nuclear Electric Insurance Limited.



Crédit photo © EDF – Pierre Merat

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	204
11.2	Les priorités de la R&D	205
11.2.1	Consolider et développer un bouquet énergétique décarboné	205
11.2.2	Favoriser une demande énergétique flexible et faiblement émettrice de carbone	206
11.2.3	Adapter le système électrique à ces nouveaux enjeux	207
11.3	L'international et les partenariats	208
11.4	Politique de propriété intellectuelle	209

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. Ces éléments de contexte concernent en particulier :

- les ressources fossiles, qui s'épuisent, et le réchauffement climatique, qui implique des questionnements et régulations sur le taux d'émission des gaz à effet de serre ;
- les usages de l'eau, la gestion de l'environnement, etc. ;
- le développement rapide de pays émergents, qui déplace les zones de consommation ;
- le développement important des technologies de l'information dans le milieu de l'énergie, qui donne de nouvelles opportunités au métier d'électricien ;
- les clients, consommateurs qui deviennent aussi producteurs, et 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 bouquet 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 et faiblement émettrice de carbone, grâce à l'amélioration de la connaissance de la demande, au développement de l'efficacité énergétique chez les clients, à la promotion des nouveaux usages performants de l'électricité souvent associés aux énergies renouvelables (pompes à chaleur, mobilité électrique...), au développement de la modélisation technique et économique au service d'une ingénierie pour le bâtiment, l'industrie et la ville durable et au développement de l'intégration des usages et consommations au système électrique via le *smart grid* et les tarifs ;
- 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*.

Cette démarche s'inscrit dans le cadre de l'engagement des « 3 x 20 »¹ à horizon 2020, défini par l'Union européenne à travers 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 2012, le montant global du budget de recherche et développement d'EDF s'est élevé à 523 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 2012 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 et environ 150 doctorants. 200 chercheurs enseignent dans les universités et les grandes écoles. Elle embauche chaque année une centaine de personnes et a un flux de mobilité exportateur vers les autres entités du groupe EDF. La Direction R&D est composée de 15 départements. Ses compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe : énergies renouvelables, réseaux, production nucléaire, thermique, hydraulique, management d'énergie, commerce, Systèmes d'Information, environnement. 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.

La R&D d'EDF gère un organisme de formation interne, l'Institut de transfert de technologie (ITech) qui a pour vocation de diffuser les pratiques, les savoir-faire et les innovations issues de la R&D d'EDF vers le groupe EDF. Un catalogue d'une centaine de formations est actualisé chaque année et intégré

depuis cette année dans les Académies des Métiers (voir section 17.1.2 (« Politique de formation et de mobilité »)).

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 compte près de 1 000 personnes.

Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé en novembre 2010 le projet d'implanter le centre principal de R&D d'EDF, actuellement à Clamart, sur le campus de Paris-Saclay. Le permis de construire a été obtenu et purgé du recours des tiers. 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. Ainsi en 2012, plusieurs partenariats ont été contractualisés avec des institutions présentes sur le plateau de Paris Saclay :

- un laboratoire commun de recherche entre EDF et Telecom Paris Tech a été lancé sur l'internet des objets et la cybersécurité (SEIDO) pour les systèmes électriques. Son enjeu est de préparer et faciliter le déploiement de services de gestion de la demande énergétique et d'efficacité énergétique s'appuyant sur des objets énergétiques communicants et interopérables (chauffage, climatiseurs, produits blancs et bruns, véhicules électriques...), et ainsi contribuer à assurer la cohérence de l'ensemble du système ainsi que sa sûreté (sécurité, confidentialité...);
- le laboratoire commun *Rise Grid* sur la modélisation et simulation des *smart grids* avec Supelec ;
- l'institut SEISM sur la modélisation du séisme de la faille à la structure, regroupant EDF, le CEA, l'École centrale Paris, l'ENS Cachan et le CNRS.

(1) Une réduction de 20 % des émissions à effet de serre, une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie de l'UE.

Le Programme Gaspard-Monge pour l'Optimisation mathématique (PGMO), en lien avec la Fondation de mathématiques Jacques-Hadamard, a également été inauguré en 2012 à l'École polytechnique grâce à un mécénat de la Direction de la R&D d'EDF.

Les sites de la R&D 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 créé 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, 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 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 CO₂.

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 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. EDF a également décidé l'investissement de nouveaux moyens d'essais :

- un nouveau laboratoire dédié aux bâtiments à basse consommation. Parce que les deux tiers de la consommation électrique proviennent des bâtiments, EDF s'efforce d'optimiser leurs performances énergétiques. EDF a mis en service en 2012 un laboratoire dédié à l'isolation thermique et aux tests portant sur l'enveloppe des bâtiments ;

- un nouveau laboratoire d'éclairage : avec l'émergence des LED de puissance, technologie de rupture dans l'éclairage, EDF souhaite disposer de données techniques fiables sur des produits innovants afin d'apporter un « conseil leader » auprès de ses clients. Mis en service en 2012, le nouveau laboratoire d'éclairage de la R&D EDF permettra de valider des choix technologiques, de vérifier des données en termes d'efficacité énergétique et de proposer des offres en adéquation aux réglementations ;
- « *Concept Grid* » : Concept Grid est un réseau électrique à échelle réduite dont la finalité est de tester et d'éprouver l'insertion des matériels innovants et des systèmes « intelligents » constitutifs d'un *smart grid* avant leur installation sur le réseau. Concept Grid vise à préparer les évolutions du réseau de distribution en étudiant l'intégration de nouveaux composants et d'équipements issus des technologies de communication et d'information et facilitant la gestion de la demande. Il vise également à faciliter l'intégration de la production décentralisée en étudiant le comportement des moyens de production sur le système électrique et en étudiant les applications de stockage d'électricité. La plate-forme Concept Grid sera opérationnelle courant 2013.

EDF et RTE, sous le contrôle de la CRE et en application des dispositions du troisième Paquet Énergie, ont convenu de faire évoluer les modes de contractualisation d'études et d'essais effectués par la R&D d'EDF pour le compte de RTE. Cette évolution va conduire la R&D d'EDF à racheter les laboratoires propriété de RTE sur le site des Renardières.

La R&D renforce également sa capacité à industrialiser et valoriser l'innovation interne et développer une ouverture sur l'innovation externe. Elle a pour objectif de parvenir à intégrer des innovations dans les processus industriels du Groupe. 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 accélérer et favoriser la phase d'industrialisation. Ainsi, une équipe dédiée aide à protéger et valoriser la propriété intellectuelle et le potentiel d'expertise de la R&D d'EDF et à accélérer le transfert et l'industrialisation des innovations ;
- développer une ouverture sur l'innovation externe et, le cas échéant, mettre en démonstration des innovations externes.

EDF est l'investisseur principal d'Electranova Capital, fonds de capital-risque pour les *start-ups* spécialisées dans les « *cleantech* » lancé en mai 2012 avec le soutien d'Allianz et en partenariat avec Idinvest Partners. Le fonds Electranova Capital, doté d'une capacité d'investissement minimum de 60 millions d'euros, a vocation à favoriser l'émergence de projets innovants dans les nouvelles technologies afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone. Electranova Capital a réalisé en 2012 ses deux premiers investissements dans la Société Actility, société française spécialisée dans les « réseaux intelligents » ou *smart grids*, et dans la société norvégienne Seatower, qui a développé une solution de fondations gravitaires novatrices pour l'éolien en mer.

11.2 Les priorités de la R&D

La R&D d'EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle propose, pour le compte des métiers, des solutions technologiques ou des modèles d'affaires innovants et économiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers, et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme par des actions d'anticipation de moyen et long termes. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel mondial des systèmes électriques décarbonés.

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 et 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 inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement. Les actions dans ce domaine traitent également les questions liées au cycle du combustible et conduisent à évaluer la conception de nouvelles centrales, en particulier celles de quatrième génération et les petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* – « SMR »). Enfin, les actions de la R&D contribuent à la connaissance et la maîtrise de l'impact des installations sur l'environnement et symétriquement à la prise en compte des risques environnementaux sur les outils industriels. La R&D étudie ainsi les perspectives d'évolution de la disponibilité de la ressource en eau liée à l'évolution du climat et des territoires. Les travaux de la R&D fournissent ainsi des éléments de compréhension sur les risques et conséquences possibles pour le parc de production (disponibilité de la source froide, capacités de modulation, optimisation de placement).

Les questions posées sur les thèmes évoqués ci-dessus nécessitent une bonne compréhension des phénomènes mis en jeu. Pour soutenir 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 ont conduit à intensifier 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. Ainsi en 2012, la R&D d'EDF a contribué aux Évaluations Complémentaires de Sûreté en menant des études détaillées notamment sur les thèmes suivants : étude d'ambiance radiologique sur site en cas de rejets, études de marges sur la tenue de structure au séisme, études sur les niveaux d'agressions (inondations, agressions climatiques) retenus pour le dimensionnement des matériels importants pour la sûreté.

En 2012, la R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs du nucléaire européens, est également à l'initiative de NUGENIA, association internationale à but non lucratif créée en mars 2012 et dont l'objectif est de devenir le cadre unique de coopération en R&D en Europe pour les systèmes nucléaires de deuxième et troisième générations et ce, au sein de la plateforme européenne SNETP (*Subsustainable Nuclear Energy Technology Platform*). L'association regroupe 60 membres de 18 pays. EDF assure la présidence de cette association qui facilitera la création de synergies et de projets communs entre membres ou avec des programmes nationaux de R&D dans les domaines suivants : sûreté et analyse de risques, accidents graves, cœur et performance des réacteurs, intégrité et vieillissement des composants, combustibles, déchets et démantèlement, « Design génération III innovateur », avec également des enjeux transverses en matière d'harmonisation de pratiques (principalement dans le domaine de la sûreté) et de contrôles et évaluations non destructifs.

EDF est également à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle commande nucléaire numérique, dans le cadre des projets d'« Investissements d'avenir » de l'État français¹. Ce projet regroupe des partenaires industriels et académiques de la filière nucléaire française autour d'un programme de recherche ambitieux destiné à préparer les futures méthodes de conception, de qualification ou de rénovation des installations d'instrumentation et de contrôle par commande numérique des centrales. Cette initiative répond également à un enjeu d'harmonisation des solutions industrielles au sein de la filière.

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 en partenariat avec le monde académique et industriel. Les énergies renouvelables étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie...

La R&D travaille également au développement 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 :

- de réduire les risques des investissements ; par exemple, la R&D développe les outils de prévision du productible éolien et photovoltaïque. Les travaux de la R&D en 2012 ont permis notamment de réduire les incertitudes sur les prévisions de productible des centrales photovoltaïques afin d'améliorer la précision des *business plans* des futures centrales ;
- d'améliorer la performance opérationnelle ; la R&D a par exemple développé un outil de pronostic de la durée de vie résiduelle d'une pièce critique des éoliennes, le multiplicateur. Cet outil de pronostic permet d'optimiser les opérations de maintenance (programmation des périodes de maintenance en période non ventée) ;
- de maîtriser l'impact technico-économique sur le système électrique, et d'assurer l'équilibre du système électrique tout en intégrant les énergies renouvelables. Les travaux portent sur la définition des modalités d'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Ceci suppose l'analyse de différentes solutions permettant l'intégration des énergies renouvelables 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, du stockage du carbone et de la limitation des émissions de CO₂ des centrales thermiques. La question du coût, de l'impact sur le rendement de l'installation et des échéances de mise en œuvre de tels procédés est majeure.

Pour les centrales existantes, le captage du CO₂ par traitement des fumées semble aujourd'hui la solution la plus adaptée. Avec le soutien de l'ADEME et de ses partenaires, EDF construit un démonstrateur de recherche de captage de CO₂ sur la centrale de production d'électricité au charbon EDF du Havre. La technologie, testée sur le CO₂ présent dans les fumées issues de la combustion du charbon, est celle du « captage postcombustion aux amines ». Ce démonstrateur de recherche a pour objectif de vérifier les performances de cette technologie en milieu industriel et d'analyser sa flexibilité en exploitation. Ce démonstrateur constitue une étape indispensable pour le développement de solutions industrielles plus performantes. La R&D d'EDF instruit également de nouvelles pistes pour préparer l'émergence d'une seconde génération de technologies de captage et stockage du CO₂, à plus faible pénalité énergétique (voir section 6.2.1.1.5 (« Production thermique à flamme »)).

11.2.2 Favoriser une demande énergétique flexible et faiblement émettrice de 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 ;

1. Les « Investissements d'avenir » sont un emprunt lancé par l'État français pour financer des actions de recherche et d'innovation utiles pour le développement économique de la France.

- 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 ou des équipements *smart grid ready* dans les bâtiments ;
- 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, offre au client la possibilité d'être encore plus acteur du système et lui permet ainsi de gérer ses flux d'énergie localement. Ainsi, le premier axe est d'améliorer la connaissance des clients et de leurs demandes de manière à innover dans les modes et outils de la relation client ainsi que dans les offres de fourniture. Ces travaux sont notamment conduits au travers de démonstrateurs *smart grid*, dans lesquels la R&D examine de nouveaux modèles autour de l'agrégation de différents types de demande flexible (effacement, déplacement de consommation, autoconsommation, énergies renouvelables, planification et gestion énergétique à des mailles locales). Afin de permettre aux clients résidentiels de connaître l'état d'avancement de leur consommation électrique entre deux factures, EDF a conçu et développé un module pour smartphone et ordinateur qui permet au client d'estimer sa facture en prenant en compte ses caractéristiques ainsi que la saisonnalité de sa consommation électrique et son historique de consommation.

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 la maille locale les infrastructures et leur gestion (transport, traitement des déchets, bâtiments, production d'énergie, réseaux) et ambitionnent de devenir des *smart cities* ou « villes durables ». Ainsi, EDF s'investit dans un partenariat avec la ville de Singapour pour développer un projet d'aide à la décision pour la planification des villes. Ce projet repose sur la modélisation de systèmes complexes prenant en compte les interactions entre les différents systèmes urbains et permettant d'optimiser les choix stratégiques, par exemple sur le recours à l'énergie solaire sur les toits des bâtiments, sur l'analyse des collectes de déchets, ou bien encore sur l'optimisation de la demande en énergie des bâtiments. Ces modélisations sont couplées à des outils innovants de visualisation en trois dimensions au niveau des bâtiments et du quartier, des impacts des choix de planification, par exemple sur les émissions de gaz à effet de serre. L'expérience de Singapour doit servir de vitrine au projet.

La mobilité électrique est une dimension importante de la ville durable : le transport électrique constitue une perspective de transformation profonde des modes de transport. Le stockage sur batterie est la technologie clé du transport électrique. L'action de la R&D en la matière consiste, d'une part, à caractériser en laboratoire les performances et la sécurité des batteries et, d'autre part, à innover sur les technologies de rupture susceptibles d'améliorer fortement leur autonomie ou 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 production 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 ; plus globalement, comment optimiser, dans le respect de l'intérêt général et de la compétitivité de l'électricité, l'équilibre économique du système électrique (investissements de production, investissements sur les réseaux et coûts et bénéfices des solutions de l'efficacité énergétique et environnementale), sans hausse significative ni des factures ni de la complexité pour le client et ce, tout en maintenant la qualité et la fiabilité du système électrique.

L'évolution vers des systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*, constitue l'un des pivots de la transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires et sont, au-delà de l'intégration des énergies renouvelables et des nouveaux usages, aussi liés à la gestion des informations pour les différents utilisateurs du réseau et à la nécessité de maîtriser les 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 entre offre et demande. Pour évaluer de manière objective les coûts et les bénéfices des différentes options, elle met en œuvre et propose des méthodes d'analyse harmonisées aux différentes parties prenantes.

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. La R&D d'EDF participe ainsi au développement de nouvelles fonctionnalités dans la conduite et l'exploitation du réseau et de nouvelles solutions dans l'environnement de nouveaux compteurs communicants, comme le projet Linky d'ERDF. La R&D a par exemple développé et expérimenté une nouvelle fonctionnalité de pilotage du réseau de distribution en présence de production décentralisée. Ce mode de pilotage innovant permet, à partir d'une estimation de l'état du réseau, de maintenir la tension sur le réseau HTA dans sa plage contractuelle même en présence de moyens de production décentralisés.

La R&D expérimente également des systèmes de pilotage des usages électriques basés sur l'infrastructure Linky. Ces expérimentations permettent notamment de montrer la faisabilité de l'effacement de charges, comme le chauffage électrique, pour réduire les pointes de consommation.

Elle met au point de nouveaux modèles et méthodes d'échanges d'informations, fondés sur des standards internationaux. Un succès majeur a été obtenu dans le domaine des *smart grids*. La spécification du protocole de communication par courant porteur en ligne (« CPL G3 ») développée par la R&D d'EDF pour ERDF a en effet été approuvée comme standard international en 2011 par l'ITU, l'agence des Nations unies dédiée aux technologies de l'information et de la communication. Cette reconnaissance constitue une étape très importante pour le déploiement des compteurs intelligents. Le CPL G3 ouvre en effet la voie au développement d'un ensemble cohérent de standards ouverts pour les infrastructures de comptage intelligent et pour de nombreuses applications *smart grids*. Après avoir été testée en laboratoire, la technologie CPL G3 est maintenant entrée dans sa phase de terrain et près de 2 000 compteurs Linky intégrant le G3 sont en cours de déploiement à Lyon et à Tours.

L'amélioration de la gestion des actifs de réseau (vieillesse, 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.

Afin de préparer les solutions à ces nouveaux défis, un certain nombre de démonstrateurs électriques intelligents sont en développement en France

et en Europe, dans une démarche coopérative. La R&D y est largement associée (NiceGrid, Smart Electric Lyon, Millener, Premio, Venteea, Une Bretagne d'avance, etc.), avec pour objet d'éclairer les questionnements propres à la transition du système électrique, en tirant des enseignements techniques, économiques, mais également sociétaux, environnementaux, ainsi qu'autour des modèles d'affaires et de la régulation. Ces projets sont aussi l'occasion de réfléchir et d'innover avec les filières électriques et des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) pour mieux adapter les équipements aux besoins de flexibilité du système électrique de demain. C'est ainsi que de nombreuses expérimentations explorent tous les potentiels du comptage communicant, première brique des systèmes électriques intelligents.

11.3 L'international et les partenariats

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D d'EDF noue de nombreux partenariats dans le monde avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux d'EDF et de compléter ses champs de compétences internes. La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes 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. 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.

La R&D a également présenté des candidatures aux projets d'instituts d'excellence dans les énergies décarbonées (« IEED ») dans le cadre des Investissements d'avenir. En mars 2012, le gouvernement français a annoncé les lauréats de cet appel à projets. EDF est impliqué dans quatre de ces projets :

- L'Institut photovoltaïque Île-de-France (« IPVF ») : cet institut, dont EDF est un des membres fondateurs, vise les ruptures technologiques pour une énergie photovoltaïque compétitive dans le marché. L'institut regroupera à terme 180 chercheurs issus des différents partenaires autour d'équipements de pointe qui seront localisés à Saclay ;
- France Énergies marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer ;
- SuperGrid sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés ; et
- Vedecom sur la mobilité électrique.

On peut citer, également, l'implication d'EDF dans deux projets non retenus en tant qu'IEED mais pour lesquels une enveloppe budgétaire a été réservée compte tenu du caractère stratégique de l'activité. Il s'agit de PS2E, dans le domaine de l'efficacité énergétique des procédés industriels, et d'Efficacity, dans le domaine de l'efficacité énergétique dans les villes.

EDF est également à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle commande nucléaire numérique, dans le cadre des Investissements d'avenir (voir section 11.2.1 (« Consolider et développer un bouquet énergétique décarboné »)). En Europe, la R&D participe à une trentaine de projets européens et a établi des liens avec le *Joint Research Center*, centre de recherche dans le domaine de l'énergie et des transports au service de l'Union européenne, avec pour objectif d'engager des collaborations dans le domaine des technologies bas carbone et en particulier dans le domaine du stockage électrique. Grâce aux collaborations avec l'*Energy Technology Institute*, l'*Engineering and Physical Sciences Research Council* et différentes universités britanniques, elle renforce sa présence dans la recherche partenariale britannique.

Depuis 2010, trois unités de R&D ont été créées, l'une en Pologne, l'autre au Royaume-Uni et la dernière en Chine.

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 nucléaire au Royaume-Uni. En 2012, ce centre de recherche a été transformé en entité juridique indépendante : EDF Energy R&D UK Centre Ltd. Cette filiale est rattachée à EDF Energy. Ce nouveau statut permet d'accroître la visibilité d'EDF et la capacité de recherche en Grande-Bretagne, en lien avec la stratégie de développement du Groupe.

L'équipe de recherche au sein d'EDF Polska est dédiée aux questions du thermique charbon et de la co-combustion biomasse. Le centre R&D de Cracovie mène par exemple des tests en laboratoire de différents types de mélange biomasse et charbon pour définir le ratio optimum biomasse/charbon en termes de qualité, sécurité, faisabilité du *process* et performance.

Le centre basé à Pékin est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille portant sur les réseaux intelligents, les villes durables, et certaines technologies d'énergies renouvelables. Ce centre est aussi un appui pour faciliter la mise en œuvre du partenariat sur le nucléaire en Chine. La création du centre s'accompagne d'un développement accentué des partenariats académiques et industriels en Chine. EDF a par exemple signé un programme de recherche commun en Chine sur le solaire thermodynamique. La coopération engagée avec l'*Institute of Electrical Engineering* de l'Académie des sciences chinoise porte essentiellement sur des travaux de recherche et d'innovation effectués sur une plateforme d'expérimentation dédiée aux technologies solaires thermodynamiques située à Badaling. Un des enjeux pour EDF est de faire évoluer ses moyens de modélisation en utilisant les mesures réalisées lors des expérimentations réalisées sur cette plateforme.

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* (« EPRI¹ »). Ses objectifs sont d'optimiser la collaboration entre EDF et l'EPRI dans de multiples domaines tels que l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique et le captage et le stockage du carbone, 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. Par ailleurs, afin de préparer l'avenir, la R&D participe à deux *Knowledge and Innovation Communities* (« KIC² »). 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 CO₂ 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 est constitué par des brevets ainsi que par des logiciels déposés et des savoir-faire formalisés.

Brevets

Fin 2012, le portefeuille d'EDF comprend 483 innovations brevetées et protégées par 1 531 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 2012, EDF a déposé 53 demandes de brevets, contre 50 en 2011.

Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de 80 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi cette marque, les noms de domaines internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque « EDF », la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque « EDF ».

Le Groupe a également déposé de nombreuses autres marques, en particulier celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

Le portefeuille de marques du groupe EDF à fin 2012 compte environ 400 dénominations, protégées par près de 1 300 titres.

1. L'*Electric Power Research Institute* est l'un des principaux acteurs de la R&D dans le domaine de l'électricité aux États-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-ups.



Crédit photo © EDF – Alexandre Sargos

12 Informations sur les tendances

12.1 Événements postérieurs à la clôture

Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)

EDF a annoncé le 14 janvier 2013 avoir trouvé un accord avec les pouvoirs publics pour que le Groupe soit dédommagé du déficit de CSPE accumulé. Cet accord prévoit le remboursement par l'État de la créance d'EDF constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits. Cette créance devrait être soldée d'ici le 31 décembre 2018, selon un échéancier de remboursement progressif déterminé avec les pouvoirs publics, et sera rémunérée aux conditions de marché. Cette opération engendre un produit financier d'environ 600 millions d'euros pour EDF sur l'exercice 2012.

Par un courrier du 8 février 2013, le Groupe a obtenu l'autorisation d'affecter la totalité de la créance CSPE aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme. Conformément à la réglementation, cette autorisation a été approuvée par le ministère de l'Économie et des Finances et le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. Les actifs dédiés sont un fonds de réserve constitué par le Groupe pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme, dans des conditions prévues par la loi.

EDF lève plus de 6 milliards d'euros avec ses premières émissions hybrides

EDF a lancé le 24 janvier 2013 avec succès l'émission hybride de 3 milliards de dollars américains qui vient compléter les émissions déjà réalisées en euros et en livres sterling. Ces émissions permettent au Groupe de lever environ 6,2 milliards d'euros au total dans les trois devises, soit la plus importante émission hybride *corporate* jamais réalisée :

- 3 milliards de dollars avec un coupon de 5,25 %, avec une option de remboursement à 10 ans ;
- 1,25 milliard d'euros avec un coupon de 4,25 %, avec une option de remboursement à 7 ans ;
- 1,25 milliard d'euros avec un coupon de 5,375 %, avec une option de remboursement à 12 ans ;

- 1,25 milliard de livres sterling avec un coupon de 6 %, avec une option de remboursement à 13 ans.

Ces émissions ont suscité un très fort intérêt de la part des investisseurs institutionnels et ont été sursouscrites plusieurs fois. Cette forte demande est venue des États-Unis, d'Asie, du Royaume-Uni et de l'Europe continentale, permettant au Groupe de diversifier géographiquement sa base d'investisseurs.

Centrica renonce à son option dans le projet d'Hinkley Point C

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé ne pas lever son option de 20 % dans le projet de deux EPR sur le site d'Hinkley Point au Royaume-Uni. Le groupe EDF a pris note de cette décision et comprend que le profil de cet investissement ne correspond pas aux priorités et aux attentes des actionnaires de ce groupe. EDF poursuit ses discussions avec le gouvernement britannique en vue d'établir un prix de vente de l'électricité décarbonée permettant aux nouvelles centrales nucléaires d'être compétitives. Une fois ce prix fixé, le Groupe est confiant sur le fait que le projet EPR d'Hinkley Point recueille de nombreuses marques d'intérêts de la part d'investisseurs partenaires, permettant sa réalisation.

Signature d'un accord définitif avec le groupe Total pour l'acquisition de TIGF

Le 4 avril 2013, le consortium constitué par Snam, opérateur de transport et de stockage de gaz italien (45 %), GIC, le fonds de l'État de Singapour (35 %) et EDF (20 % via ses actifs dédiés), a conclu un accord définitif avec le groupe Total pour l'acquisition de sa filiale de transport et de stockage de gaz dans le Sud-Ouest de la France Transport et Infrastructures Gaz France (TIGF). Le 5 février 2013, le consortium et Total étaient entrés en négociations exclusives pour l'acquisition de la société. La finalisation de la transaction reste soumise aux autorisations des autorités réglementaires et de concurrence compétentes.

12.2 Évolution des prix de marché de l'électricité en janvier-février 2013

Le prix du baril de brut est globalement stable par rapport à la même période en 2012 (à 114,1 \$/bl en moyenne, - 1 % par rapport à janvier-février 2012). L'impact des tensions avec l'Iran qui avaient conduit à ce niveau de prix en 2012 est aujourd'hui atténué, tandis que des perspectives économiques plus optimistes conduisent pour 2013 à des prévisions de demande plus élevées, ce qui apporte une pression haussière sur les prix.

Les prix du gaz progressent tout au long des mois de janvier et février sous l'effet de la baisse des températures et du recul des arrivées GNL sur le court terme, entraînant une sollicitation importante des sites de stockage à long terme. Ils s'établissent en moyenne à 67,7 £/therm, en hausse de 4,5 % par rapport aux deux premiers mois de 2012.

Les prix du CO₂ sont en net recul et s'établissent à 5,0 €/t, en raison de fortes incertitudes qui pèsent sur une éventuelle décision de la Commission européenne pour réguler l'excédent d'offre en quotas. Ils reculent de près de 40 % par rapport à début 2012.

Les deux premiers mois de l'année 2013 sont en baisse pour les prix charbon, qui s'établissent en moyenne à 99,8 \$/t, en recul de 13 % par rapport à début 2012. Sur le court terme, l'équilibre entre offre et demande a été extrêmement détendu du fait notamment d'importations de charbons américain et colombien à bas prix et d'une demande faible de la part des électriciens, ce qui maintient une pression baissière sur les prix à terme.

Les prix du jour pour le lendemain (*spot*) de l'électricité sur les deux premiers mois de l'année 2013 se sont négociés, en moyenne et en base, à 52,5 €/MWh en France (- 9,0 €/MWh par rapport aux deux premiers mois de l'année 2012), 43,9 €/MWh en Allemagne (- 3,3 €/MWh) et 58,8 €/MWh en Angleterre (+ 4,9 €/MWh).

La consommation française d'électricité est en net recul par rapport aux deux premiers mois de 2012, qui avaient été marqués par une importante vague de froid lors de la première moitié du mois de février. Les prix sont donc en net recul. En Allemagne, le repli de prix est moindre, le pays étant nettement moins thermosensible que la France. En Angleterre, la hausse des prix du gaz a entraîné une hausse assez marquée des prix de l'électricité.



Crédit photo © EDF – Philippe Eranian

13 Perspectives financières

2013 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 la poursuite du programme Synergies et Transformation Groupe et au nouveau programme de réduction de coûts Spark, qui se traduira dès 2013 par une baisse de 5 % des achats externes du Groupe pour un montant d'environ 1 milliard d'euros, permet au Groupe de se fixer les objectifs financiers suivants en 2013 :

- objectif de croissance organique ⁽¹⁾ de l'EBITDA hors Edison compris entre 0 % et 3 % ;
- Edison : perspectives d'EBITDA récurrent en ligne avec 2012, avec une volatilité prévisible des résultats entre 2013 et 2014 du fait du calendrier de renégociations des contrats d'approvisionnement en gaz.

Le groupe EDF poursuit ses efforts afin de traiter, en 2013, un certain nombre d'enjeux structurants pour l'équation financière du Groupe et présentera une revue détaillée de la trajectoire financière moyen terme d'ici à la fin de l'année.

En France, EDF ambitionne, pour 2013, de réaliser un objectif de production de son parc nucléaire compris dans une fourchette de 410 à 415 TWh. De même, au Royaume-Uni, le Groupe souhaite réitérer la performance de 2012. En parallèle, le Groupe pense être en mesure de prendre une décision d'investissement dans le Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni pour le site de Hinkley Point. Le programme d'investissements nets ne devrait pas dépasser

12 milliards d'euros en 2013, à périmètre et change comparables et hors opérations stratégiques. Il concerne essentiellement le parc de production en France avec le programme de maintenance industrielle en vue de soutenir dans la durée la performance de ce parc et également les investissements de maintien et renouvellement dans la distribution. Les autres composantes de ce programme sont les investissements réservés au développement de nouvelles capacités de production qui seront génératrices d'EBITDA et de cash-flow opérationnel à leur mise en service.

Le Groupe s'est par ailleurs fixé les objectifs suivants pour 2013 :

- un taux de distribution de dividende compris entre 55 et 65 % du résultat net courant ;
- un ratio d'endettement financier net / EBITDA compris entre 2x et 2,5x ;
- 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.

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. 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. 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	216
14.1.1 Composition du Conseil d'administration	216
14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration	222
14.2 Comité exécutif	224
14.2.1 Composition du Comité exécutif	224
14.2.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif	224
14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale	226
14.3.1 Absence de liens familiaux	226
14.3.2 Absence de condamnation pour fraude	226
14.3.3 Conflits d'intérêts	226

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 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.

Le Conseil d'administration comprend ainsi six administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, six administrateurs représentant l'État et six administrateurs élus par les salariés.

Au cours de l'exercice 2012, 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.

M^{me} Marie-Christine Lepetit, chef du service de l'Inspection générale des finances, a été nommée administratrice représentant l'État par décret du 7 mai 2012, en remplacement de M. Pierre-Marie Abadie.

M. Pierre-Marie Abadie, Directeur de l'énergie à la Direction générale de l'énergie et du climat (« DGEC »), rattachée au ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie depuis juillet 2008, a été nommé Commissaire du Gouvernement auprès d'EDF, par arrêté du 15 juin 2012.

Enfin, M. David Azéma, Commissaire aux participations de l'État rattaché au ministre de l'Économie et des Finances et au ministre du Redressement productif, a été nommé administrateur représentant l'État par décret du 9 novembre 2012, en remplacement de M. Jean-Dominique Comolli.

Le tableau ci-après indique au 15 mars 2013 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 Né le 29 juin 1949 Président-Directeur Général depuis le 25 novembre 2009 Administrateur depuis le 23 novembre 2004 ⁽¹⁾ Dernier renouvellement : 23 novembre 2009 Échéance du mandat : 22 novembre 2014 Président du Comité de la stratégie	Président du Conseil d'administration d'Edison Président du Conseil d'administration d'EDF Energy Holdings Président du Conseil d'administration de la Fondation EDF Président du Conseil d'administration de l'association Electra Administrateur d'EDF Énergies Nouvelles Administrateur d'EDF International (SAS) Administrateur de South Stream Transport BV (Pays-Bas) Administrateur de South Stream Transport AG (Suisse) Administrateur de CNP Assurances Administrateur de Dassault Aviation Administrateur de Fomento di Construcciones y Contratas – FCC (Espagne) Administrateur de Natixis 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 du Conseil d'administration de Transalpina di Energia Président du Conseil d'administration d'EDF Energy UK Administrateur d'EDF International (SA) Président du Conseil d'administration de Veolia Transport Président du Conseil d'administration de Veolia Environnement Président du Conseil d'administration de Veolia Propreté Président-Directeur Général de Veolia Environnement Président du Conseil de surveillance d'Eolfi Président du Conseil de surveillance de Dalkia France Président du Conseil d'administration de Veolia Water Membre du Conseil de surveillance de Veolia Eau Administrateur de Veolia Environnement Administrateur de Veolia Propreté Administrateur de Veolia Environnement North America Operations Membre des Conseils de surveillance A et B de Dalkia Administrateur de Veolia Environmental Services UK Administrateur de Veolia Transport Australasia Administrateur de Veolia Environmental Services Australia Administrateur de Veolia Environmental Services North America Administrateur de SARP Industries Administrateur de Veolia Transport Northern Europe Administrateur de Dalkia International Administrateur de Siram Administrateur de la Société des Eaux de Marseille Gérant de Veolia Eau Membre du Conseil de surveillance de Lagardère Censeur du Conseil de surveillance de la Caisse nationale des caisses d'épargne Administrateur de Casino Guichard Perrachon

(1) Henri Proglgio 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
<p>Philippe CROUZET Né le 18 octobre 1956</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Président du Comité de suivi des engagements nucléaires</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président du Directoire de Vallourec</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Président de Vallourec & Mannesmann Tubes</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administrateur de V & M do Brasil (Brésil)</p>	<p>Président et membre du Conseil de surveillance de V & M France Administrateur de VMOG France Administrateur de Finalourec Membre du Conseil de surveillance de Vallourec Président de Saint-Gobain Distribution Bâtiment Président du Conseil de surveillance de Point P Président du Conseil de surveillance de Lapeyre Président de Aquamondo Président de Partidis Président de Projeo Président de Saint-Gobain Distribution Président de Saint-Gobain Distribution Nordic Président du Conseil d'administration de Dahl International Membre du Conseil de Surveillance de Raab Karcher Baustoffe Administrateur de Saint-Gobain Cristaleria Administrateur de Norandex Distribution Administrateur de Saint-Gobain Building Distribution Administrateur de Jewson Administrateur de Meyer Overseas Investment</p>
<p>Mireille FAUGÈRE Née le 12 août 1956</p> <p>Administratrice depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Présidente du Comité d'éthique</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Directrice Générale de l'Assistance publique – Hôpitaux de Paris</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Administratrice d'Essilor International Administratrice de la Fondation L'Oréal Vice-présidente du bureau de l'Association HEC</p>	<p>Présidente de SNCF-Voyages Développement Présidente de Voyages-SNCF.com Directrice Générale de SNCF Voyages Administratrice de SNCF Participations</p>
<p>Michael JAY Né le 19 juin 1946</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité de la stratégie et du Comité des nominations et des rémunérations</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Membre indépendant de la Chambre des Lords du Royaume-Uni (<i>crossbench member of the House of Lords</i>) 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</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Administrateur d'Associated British Foods Administrateur de Candover Investments Administrateur de Valeo Président de Merlin (ONG médicale internationale)</p>	<p>Administrateur de Crédit Agricole SA</p>

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
<p>Bruno LAFONT Né le 8 juin 1956</p> <p>Administrateur depuis le 20 mai 2008</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Président du Comité des nominations et des rémunérations</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président-Directeur Général de Lafarge</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Membre de HEC Advisory Board</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administrateur de ArcelorMittal (Luxembourg) Administrateur de Lafarge Shui On Cement (Chine) Conseiller du maire de la ville de Chongqing (Chine)</p>	<p>Président de l'association française Entreprises pour l'Environnement Administrateur de Lafarge India</p>
<p>Pierre MARIANI Né le 6 avril 1956</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Président du Comité d'audit</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président du Conseil d'administration de Dexia Asset Management <i>Managing Director et Chief Executive Officer</i> de la société de conseil Pierre Mariani Consulting</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Administrateur du Fonds hellénique de stabilité financière Administrateur de l'établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais</p>	<p>Administrateur délégué et Président du Comité de direction de Dexia Président du Conseil d'administration de DenizBank Administrateur de Dexia Crédit Local Administrateur de Dexia Banque Internationale à Luxembourg Administrateur de Dexia Banque Belgique</p>

Administrateurs représentant 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
<p>David AZÉMA Né le 22 novembre 1960</p> <p>Administrateur depuis le 9 novembre 2012</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité des nominations et des rémunérations</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Commissaire aux participations de l'État rattaché au ministre de l'Économie et des Finances et au ministre du Redressement productif</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Administrateur d'Air France-KLM Administrateur du Fonds stratégique d'investissement Administrateur de Renault Membre du Conseil de surveillance d'Areva Membre du Comité scientifique de La Fabrique de la Cité</p>	<p>Président-Directeur Général de Kéolis Président-Directeur Général de SNCF Participations Président-Directeur Général de Cofiroute Holding Président-Directeur Général de SOC 11</p> <p>Président du Directoire du groupe Kéolis Président (SAS) de SNCF Participations Président (SAS) de Vinci Concessions Russie Président (SAS) de Vinci Infrastructures Président (SAS) de Vinci Services Aéroportuaires Président (SAS) de Vinci Airports</p> <p>Directeur Général de Vinci Concessions Directeur Général Délégué du groupe SNCF</p> <p>Président du Conseil de surveillance de Seafrance Président du Conseil d'administration de Vinci Airports US</p> <p>Administrateur d'Arcour Administrateur de Cambodia Airport Management Services Administrateur de Compagnie Financière et Industrielle des Autoroutes Administrateur de Gefyra Administrateur de Geodis Administrateur de la Société Concessionnaire de l'Aéroport Administrateur de l'Union nationale des services publics industriels Administrateur de Vinci Concessions Administrateur de Vinci Concessions Canada Administrateur de Vinci Park</p> <p>Représentant le Président de Vinci Concessions chez : Truck Etape Holding Park Azur Pirandello Ingénierie VEN 1</p> <p>Représentant le gérant non-associé Vinci Airports chez : Vinci Airports Holding</p> <p>Représentant permanent de l'administrateur Vinci chez : Société des autoroutes Esterel Côte d'azur Provence</p> <p>Représentant permanent de l'administrateur Vinci Concessions chez : Cofiroute Consortium Stade de France Autoroute du Sud de la France ASF Holding</p> <p>Représentant permanent de l'administrateur Société Nouvelle de l'Est de Lyon chez : Soc 16</p>
<p>Julien DUBERTRET Né le 9 juin 1966</p> <p>Administrateur depuis le 21 juin 2011</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Directeur du budget rattaché au ministre délégué auprès du ministre de l'Économie et des Finances, chargé du budget</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Administrateur de la SNCF</p>	<p>Néant</p>

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
<p>Yannick d'ESCATHA Né le 18 mars 1948</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2004</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président du Centre national d'études spatiales (CNES)</p> <p>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</p>	<p>Président du Conseil d'administration de l'École polytechnique</p> <p>Administrateur de la RATP</p>
<p>Marie-Christine LEPETIT Née le 27 août 1961</p> <p>Administratrice depuis le 7 mai 2012</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Chef du service de l'Inspection générale des finances au ministère de l'Économie et des Finances</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Néant</p>	<p>Néant</p>
<p>François LOOS Né le 24 décembre 1953</p> <p>Administrateur depuis le 13 février 2012</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Vice-Président du conseil régional d'Alsace</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Membre du Conseil de Surveillance d'Euler Hermes Administrateur d'Atesys Administrateur de la Caisse du Crédit Mutuel de Zinsel du Nord Administrateur de GSE Administrateur d'Alsace Amorçage Administrateur d'Alsace Création Administrateur de l'Agence de l'investissement international Administrateur d'Oseo Région</p>	<p>Président-Directeur Général de l'ADEME Administrateur de l'Agence française de développement</p>
<p>Pierre SELLAL Né le 13 février 1952</p> <p>Administrateur depuis le 1^{er} avril 2009</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité de la stratégie</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Ambassadeur de France, Secrétaire Général du ministère des Affaires étrangères</p> <p>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'Audiotvisuel extérieur de la France Administrateur de l'Institut français 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</p>	<p>Représentant permanent de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles</p>

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
<p>Christine CHABAUTY Née le 19 juillet 1971</p> <p>Attachée commerciale grands comptes à la Direction Commerce d'EDF</p> <p>Administratrice depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'éthique</p>	Conseillère prud'homale	Néant
<p>Alexandre GRILLAT Né le 8 décembre 1971</p> <p>Chargé de mission auprès du Directeur d'ERDF en Alsace – Franche-Comté</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2004⁽¹⁾</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique</p>	Néant	Néant
<p>Philippe MAÏSSA Né le 21 novembre 1949</p> <p>Ingénieur au Centre d'ingénierie thermique d'EDF</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'éthique</p>	Néant	Néant
<p>Marie-Hélène MEYLING Née le 30 octobre 1960</p> <p>Attachée à la Direction Optimisation Amont/Aval et Trading d'EDF</p> <p>Administratrice depuis le 1^{er} septembre 2011</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique</p>	Néant	Néant
<p>Jean-Paul RIGNAC Né le 13 mai 1962</p> <p>Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et développement d'EDF</p> <p>Administrateur depuis le 7 novembre 2007</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité de la stratégie</p>	Néant	Néant
<p>Maxime VILLOTA Né le 25 novembre 1959</p> <p>Coordinateur politique achats à la mission finances et relations industrielles au Centre nucléaire de production d'électricité du Tricastin</p> <p>Administrateur depuis le 13 décembre 2006</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2009</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2014</p> <p>Membre du Comité d'audit et du Comité de suivi des engagements nucléaires</p>	Néant	Néant

(1) Alexandre Grillat était administrateur de l'établissement public industriel et commercial (« EPIC ») EDF depuis le 14 septembre 2004.

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 en septembre 2004. Au sein du groupe EDF, il est Président des Conseils d'administration d'Edison et d'EDF Energy Holdings. Il est administrateur d'EDF Énergies Nouvelles et d'EDF International (SAS). Il est également Président des Conseils d'administration de la Fondation EDF et de l'association Electra. Il est, par ailleurs, administrateur de CNP Assurances, Dassault Aviation, Fomento di Construcciones y Contratas, Natixis, South Stream Transport BV (Pays-Bas) et South Stream Transport AG (Suisse). 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 et administrateur de la Fondation européenne pour les énergies de demain. Il est membre du Comité national des secteurs d'activité d'importance vitale.

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 (1996-2000), 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 (2005-2009). 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 commença sa carrière chez SNCF où elle occupa différentes fonctions opérationnelles liées à l'exploitation ferroviaire puis des responsabilités au sein de la Direction des Études. En 1987, 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 et Directrice du département fusions et acquisitions de la Direction Financière. De 2003 à 2010, elle fut membre du Comité exécutif de 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. Administratrice d'Essilor International depuis mai 2010 et Vice-présidente du bureau de l'Association HEC depuis juin 2011, elle est également administratrice de la Fondation L'Oréal depuis mai 2012. 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 (*crossbench 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 médicale internationale). 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 1995, 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 administrateur d'ArcelorMittal. 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 la 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, co-responsable des activités de Banque de détail, en charge du Pôle international retail services de BNP Paribas. En octobre 2008, il fut nommé administrateur délégué et Président du Comité de direction de Dexia. Il est aujourd'hui Président du Conseil d'administration de Dexia Asset Management et *Managing Director* et *Chief Executive Officer* de la société de conseil Pierre Mariani Consulting. Il est administrateur de l'établissement public de la Réunion des musées nationaux et du Grand Palais depuis 2011 et du Fonds hellénique de stabilité financière depuis février 2013. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Administrateurs nommés par l'État

David Azéma. Né le 22 novembre 1960 à Neuilly-sur-Seine (France), David Azéma est licencié en droit, diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA). Il débuta sa carrière en 1987 comme auditeur à la Cour des comptes, puis conseiller référendaire. De 1991 à 1993, il fut chargé de mission à la Direction Générale de la Police nationale puis occupa différentes fonctions au cabinet de la ministre du Travail, de l'Emploi et de la Formation professionnelle, Martine Aubry. En 1993, il entra chez SNCF où il assura les fonctions de chargé de mission à la Direction de la Stratégie, puis devint conseiller du Président et Directeur des Filiales et Participations du groupe SNCF. En 1998, il occupa

au Royaume-Uni les fonctions de Président du Consortium InterCapital and Regional Rail puis de Président-Directeur Général d'Eurostar Group, filiale commune de SNCF, de SNCB et de Eurostar UK. En octobre 2002, il rejoignit le groupe Vinci comme Directeur Général de Vinci Concessions, puis le Comité exécutif du Groupe Vinci en 2006. En juin 2008, David Azéma revint au sein de la SNCF comme Directeur Général Délégué Stratégie & Finances avant d'être nommé Directeur Général Délégué du groupe SNCF en octobre 2011. En juin 2012, il fut nommé Président du Directoire du groupe Kéolis, filiale SNCF spécialisée dans le transport public de voyageurs en France, en Europe et dans le monde. Depuis le 1^{er} septembre 2012, il est Commissaire aux participations de l'État rattaché au ministre de l'Économie et des Finances et au ministre du Redressement productif. Il est membre des Conseils d'administration d'Air France-KLM, du Fonds stratégique d'investissement, de Renault et membre du Conseil de surveillance d'Areva. Il est administrateur d'EDF depuis le 9 novembre 2012.

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 mai 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. Depuis le 1^{er} mai 2011, il est Directeur du budget rattaché au ministre délégué auprès du ministre de l'Économie et des Finances, chargé du budget. Il est administrateur de SNCF depuis le 24 mai 2011 et d'EDF depuis le 21 juin 2011.

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 Président du Conseil d'administration de l'Université de technologie de Troyes et membre de l'Académie des technologies. Il est représentant permanent du CNES au Conseil d'administration d'Arianespace SA et d'Arianespace Participation ainsi qu'administrateur de Thales. Il est administrateur d'EDF depuis novembre 2004.

Marie-Christine Lepetit. Née le 27 août 1961 à Morlaix (France), Marie-Christine Lepetit est ancienne élève de l'École polytechnique et ancienne élève de l'École nationale d'administration (ENA). En 1987, elle a intégré l'Inspection générale des finances où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. Puis en 1991, elle a été recrutée par Jean Lemierre à la Direction générale des impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. Elle fut responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale en janvier 1995 avant de rejoindre le cabinet du Premier ministre Alain Juppé comme conseiller technique en fiscalité et études macroéconomiques puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuivit sa carrière à la Direction générale des impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration préremplie, télé-procédures, certification). Elle fut nommée Directrice de la législation fiscale au ministère de l'Économie et des Finances en janvier 2004 et a accompagné à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle a co-présidé le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et co-signé le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat énergie présidée par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directeur associé et a été membre de

la Commission de rénovation et de déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est Chef du service de l'Inspection générale des finances au ministère de l'Économie et des Finances depuis le 12 mars 2012. Elle est administratrice d'EDF depuis le 7 mai 2012.

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 commença 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 2010, puis député du Bas-Rhin de 1993 à 2011. Après la catastrophe de l'usine 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. De décembre 2011 à janvier 2013, François Loos fut Président-Directeur Général de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME). 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 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'Audiodiviel 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 travaille désormais 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 de 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 y 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. En novembre 2012, Marie-Hélène Meyling a

obtenu le certificat d'administrateur de sociétés délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Après avoir siégé quatre ans au Comité central d'entreprise d'EDF SA, elle est administratrice d'EDF, parrainée par la CFDT, depuis 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 le centre nucléaire de production d'électricité de Tricastin en 1987 où il est aujourd'hui coordinateur politique achats. Il exerce des responsabilités syndicales au sein de la fédération CGT Mines Énergie. Parrainé par la CGT, 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
Marianne Laigneau	Directeur des Ressources humaines du groupe EDF
Henri Lafontaine	Directeur Exécutif Délégué Commerce, Optimisation et Trading et Systèmes Énergétiques Insulaires
Pierre Lederer	Conseiller spécial du Président
Hervé Machenaud	Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie
Thomas Piquemal	Directeur Exécutif Groupe Finances
Vincent de Rivaz	Directeur Général d'EDF Energy
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, 48 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, 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, conseiller juridique du ministère de la Culture, maître 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 Comité exécutif. Marianne Laigneau est Directeur des Ressources humaines Groupe d'EDF depuis le 1^{er} décembre 2010.

Henri Lafontaine, 56 ans, ingénieur diplômé de Supélec, titulaire d'une maîtrise de mathématiques. Henri Lafontaine intégra EDF en 1983 où il occupa différentes responsabilités à la Direction de la Distribution. En 1997, il devint Directeur Délégué d'EDF GDF Services Corse puis Directeur d'EDF GDF Services Marseille en 2000. En 2002, il fut nommé Directeur Général d'EDENOR, premier distributeur d'énergie électrique en Argentine avec 25 % du marché. EDENOR était l'une des principales filiales internationales du groupe EDF. En 2005, il fut Directeur du Projet « Filialisation du distributeur » qui a conduit à la création d'ERDF, puis Directeur des Systèmes Énergétiques

Insulaires d'EDF en 2007 avant de devenir Directeur d'EDF Entreprises à la Direction Commerce en 2010. En décembre 2011, Henri Lafontaine fut nommé Directeur chargé de coordonner les activités du groupe EDF sur le périmètre du Commerce, de l'Optimisation/Trading et de l'Europe continentale. Depuis septembre 2012, Henri Lafontaine est Directeur Exécutif Délégué en charge du Commerce, de l'Optimisation et du Trading ainsi que des Systèmes Énergétiques Insulaires. Il est également administrateur de plusieurs sociétés : EDFI, EDF Energy, Fenice, EDF Luminus, Électricité de Strasbourg.

Pierre Lederer, 64 ans, diplômé 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. Chef du Service des Études Économiques Générales en 1993, il est nommé Directeur de la Stratégie d'EDF en 1996, puis Directeur Stratégie-Valorisation-Optimisation au Pôle Industrie du Groupe en 1999. Il rejoignit en 2000 le Directoire exécutif d'EnBW, troisième énergéticien allemand, détenu à hauteur de 45 % par EDF, est nommé Chief Operating Officer en 2003 et Vice-président du Directoire en 2007. En février 2009, Pierre Lederer a été nommé Directeur Général Adjoint d'EDF S.A., en charge du Commerce, membre du Comité Exécutif du Groupe EDF. En 2010, il est Directeur Exécutif Groupe en charge du commerce, de l'optimisation et du trading. Fin 2010, il est également chargé de superviser les activités du Groupe en Europe Continentale. Pierre Lederer est actuellement Conseiller spécial du Président Directeur Général.

Hervé Machenaud, 65 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 commença 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.

Thomas Piquemal, 43 ans, diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC). Thomas Piquemal commença sa carrière en 1991 au sein du cabinet d'audit Arthur Andersen, où il se spécialisa dans la restructuration d'entreprises en difficulté. En 1995, il rejoignit le Département Fusions-Acquisitions de la banque Lazard Frères, pour en devenir associé-gérant cinq ans plus tard. Dans ce cadre, il dirigea plusieurs grandes opérations financières et stratégiques dans les secteurs des *utilities*, de la distribution, des services financiers et de l'immobilier, dans le cadre de restructurations de capital, de privatisations ou d'introductions en bourse.

En 2008, il prit la responsabilité à Londres du partenariat stratégique signé entre Lazard et le fonds d'investissement américain Apollo dans le domaine de l'investissement en Europe. En janvier 2009, Thomas Piquemal rejoignit Veolia Environnement en qualité de Directeur Général Adjoint en charge des Finances et intègre le Comité exécutif du groupe. À ce titre, il s'attache à la réduction de la dette à travers notamment un plan de cession d'actifs. Engagé dans la lutte contre l'exclusion, 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 et Directeur Amérique du Nord.

Vincent de Rivaz, 59 ans, ingénieur diplômé de l'École nationale supérieure d'hydraulique de Grenoble. Vincent de Rivaz commença 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 développement 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, 68 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, 44 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.

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'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs.

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 d'EDF (voir 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	230
15.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général	230
15.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération du Président-Directeur Général	231
15.1.1.2 Fixation de la rémunération fixe et variable au titre des exercices 2011 et 2012	231
15.1.1.3 Autres éléments de rémunération	231
15.1.2 Rémunération globale des administrateurs	232
15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages	232
15.3 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites	232

15.1 Rémunération des mandataires sociaux

Les rémunérations et avantages de toutes natures versés durant l'exercice 2012 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 la synthèse des rémunérations de toutes natures dues au Président-Directeur Général au titre des exercices 2011 et 2012.

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 de synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées au dirigeant mandataire social ⁽¹⁾

(en euros)

	Exercice 2012	Exercice 2011
Henri Progllo, Président-Directeur général		
Rémunérations dues au titre de l'exercice	1 291 257	1 592 820
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des actions de performance attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
TOTAL	1 291 257	1 592 820

(1) Tableau n° 1 de la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures dues et versées au Président-Directeur Général au titre des exercices 2011 et 2012.

Tableau récapitulatif des rémunérations du dirigeant mandataire social ⁽¹⁾

(en euros)

	Exercice 2012		Exercice 2011	
	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 Progllo, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	862 500 ⁽²⁾	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable	423 750 ⁽³⁾	588 000 ⁽⁴⁾	588 000	555 708
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Jetons de présence	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Avantages en nature ⁽⁵⁾	5 007	5 007	4 820	4 820
TOTAL	1 291 257	1 593 007	1 592 820	1 560 528

n.a. : non applicable.

(1) Tableau n° 2 de la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

(2) Montant dû après ajustement rétroactif : la part fixe de la rémunération 2012, qui avait été fixée à 1 million d'euros par le Conseil d'administration du 5 avril 2012, a été ajustée à compter du 1^{er} octobre 2012 rétroactivement dans le cadre de la mise en œuvre du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012. Voir sections 15.1.1.1 et 15.1.1.2 ci-après.

(3) Montant dû après ajustement rétroactif : la part variable de la rémunération 2012, qui était plafonnée à 60 % du montant de la rémunération fixe 2012 conformément à la décision du Conseil d'administration du 5 avril 2012, a été ajustée pour être appliquée à la rémunération fixe versée sur les seuls mois de janvier à septembre 2012 dans le cadre de la mise en œuvre du décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012. Voir sections 15.1.1.1 et 15.1.1.2 ci-après.

(4) Correspond à la part variable due au titre de l'exercice 2011 versée courant 2012.

(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 du Président-Directeur Général

En application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953 et de l'article L. 225-47 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération 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.

Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 a modifié le décret du 9 août 1953 en instaurant un plafonnement à 450 000 euros pour la rémunération des mandataires sociaux des entreprises publiques auxquelles ce décret est applicable.

15.1.1.2 Fixation de la rémunération fixe et variable au titre des exercices 2011 et 2012

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 par courrier du 2 mai 2011 en application du décret du 9 août 1953, le Conseil d'administration réuni le 24 mai 2011 avait 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. Le Conseil d'administration du 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 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 par courrier du 23 mars 2012, a fixé à 588 000 euros la part variable de la rémunération 2011 du Président-Directeur Général, versée courant 2012.

Rémunérations au titre de l'exercice 2012

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations du 12 mars 2012 approuvée par le Ministre en charge de l'économie par courrier du 23 mars 2012 en application du décret du 9 août 1953, le Conseil d'administration du 5 avril 2012 avait fixé à 1 million d'euros la part fixe de la rémunération annuelle brute du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2012.

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. Le Conseil d'administration réuni le 5 avril 2012 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 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.

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations en date du 13 mars 2013, le Conseil d'administration d'EDF, réuni le 3 avril 2013, a pris acte de la mise en œuvre à compter du 1^{er} octobre 2012 du décret du 26 juillet 2012 et a décidé en conséquence :

- de fixer, à compter rétroactivement du 1^{er} octobre 2012, la rémunération du Président-Directeur Général au niveau du plafond institué par le décret du 26 juillet 2012, soit une rémunération fixe annuelle de 450 000 euros, abandonnant la part variable de la rémunération à compter de cette date ;
- de fixer à 423 750 euros la part variable du Président-Directeur Général due au titre de la période de janvier à septembre 2012, représentant 56,5 % de la rémunération fixe sur cette période ; et
- a constaté que, compte-tenu des sommes déjà perçues au cours de l'exercice 2012 par le Président-Directeur Général, le montant de la part variable au titre de l'exercice 2012, à verser en 2013, s'établit à 286 250 euros.

15.1.1.3 Autres éléments de rémunération

Henri Proglio ne perçoit pas de jetons de présence au titre de ses mandats de Président du Conseil d'administration et administrateur d'EDF. Il ne perçoit par ailleurs aucun jeton de présence au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au dirigeant mandataire social en 2012, 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.

Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

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. M. Proglio n'a pas non plus conclu de contrat de travail avec la Société.

Dirigeant mandataire social ⁽¹⁾	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages liés à la cessation ou au changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Henri Proglio, Président-Directeur Général	néant	néant	néant	néant

(1) Tableau n° 10 de la recommandation de l'AMF du 22 décembre 2008.

15.1.2 Rémunération globale des administrateurs

Le tableau ci-dessous fait apparaître le montant des jetons de présence versés en 2011 et 2012 aux membres du Conseil d'administration.

Les montants versés au cours d'un exercice correspondent aux jetons de présence attribués au titre du premier semestre de cet exercice (50 % de la part fixe) et au titre du second semestre de l'exercice précédent (50 % de la part fixe et 100 % de la part variable).

Tableau des jetons de présence versés aux administrateurs

(en euros)	2012 ⁽¹⁾	2011 ⁽²⁾
Philippe Crouzet	39 355	32 000
Mireille Faugère	46 452	34 000
Michael Jay	36 129	29 000
Bruno Lafont	41 290	20 000
Pierre Mariani	36 774	32 000
Henri Proglio	n.a.	n.a.
TOTAL	200 000	147 000

n.a. : non applicable.

(1) Au titre du second semestre 2011 et du premier semestre 2012.

(2) Au titre du second semestre 2010 et du premier semestre 2011.

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.

Après avis du Comité des nominations et des rémunérations et approbation par le Ministre en charge de l'économie et le Ministre en charge de l'énergie en application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires le montant de l'enveloppe des jetons de présence à allouer ensuite aux administrateurs suivant la répartition décidée par le Conseil d'administration. 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.

Les modalités actuelles de répartition de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, applicables depuis l'exercice 2011, ont été adoptées par le Conseil d'administration du 22 juin 2011 sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations. Le montant total de l'enveloppe se répartit entre une part fixe et une part variable de 100 000 euros chacune, réparties comme suit :

- la part fixe de 100 000 euros est partagée de manière égale entre les 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.

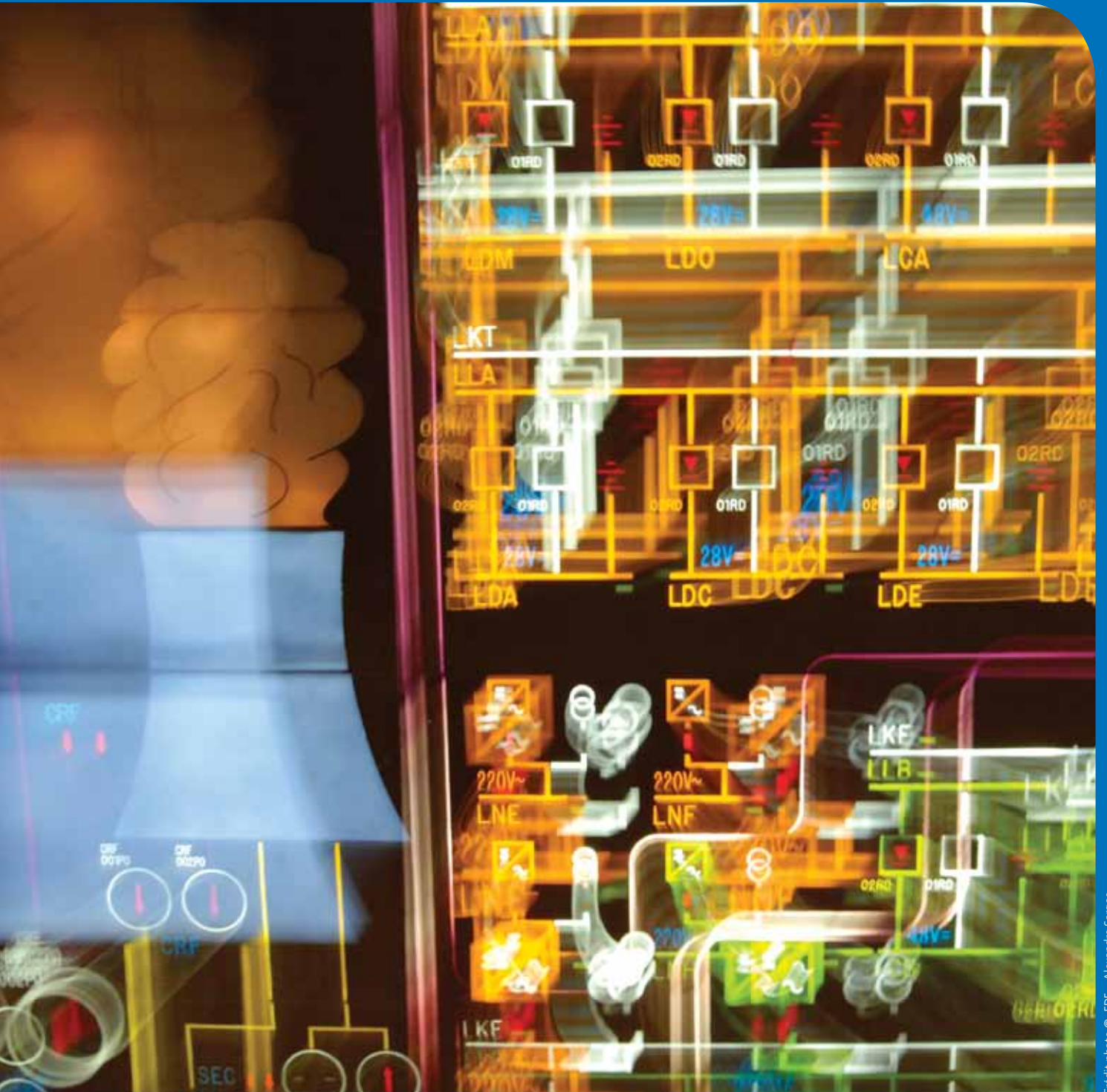
15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages

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'actions¹ (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	236
16.2	Fonctionnement du Conseil d'administration	236
16.2.1	Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	236
16.2.1.1	Composition du Conseil	236
16.2.1.2	Durée du mandat des administrateurs	236
16.2.1.3	Obligations et devoirs des administrateurs	237
16.2.1.4	Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général	237
16.2.1.5	Pouvoirs et missions du Conseil d'administration	237
16.2.1.6	Évaluation de l'indépendance des administrateurs	238
16.2.1.7	Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration	238
16.2.1.8	Information et formation des administrateurs	238
16.2.1.9	Rémunérations	238
16.2.2	Activité du Conseil d'administration en 2012	238
16.2.3	Les Comités du Conseil d'administration	238
16.2.3.1	Comité d'audit	239
16.2.3.2	Comité de suivi des engagements nucléaires	239
16.2.3.3	Comité de la stratégie	240
16.2.3.4	Comité d'éthique	240
16.2.3.5	Comité des nominations et des rémunérations	240
16.3	Organes créés par la Direction Générale	241
16.4	Démarche éthique	241
16.5	Code de déontologie boursière	241
16.6	Rapport du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce	241

16.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce¹, 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 et de ses Comités (voir section 16.2.1.6 (« Évaluation de l'indépendance des administrateurs ») et 16.2.3.1 (« Comité d'audit »)), 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 six administrateurs élus par les salariés, six administrateurs représentant l'État et six 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 »).

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 puis à 40 % à compter de 2017.

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 quatre femmes, soit une proportion de 22,2 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil. L'une appartient au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale, la deuxième appartient au collège des administrateurs représentant l'État et les deux autres appartiennent au collège des administrateurs élus par les salariés.

Le décret n° 2012-406 du 23 mars 2012 a institué un Commissaire du Gouvernement au Conseil d'administration de la Société. Le Commissaire du Gouvernement assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'administration. Il peut présenter des observations à l'Assemblée générale. Par arrêté du 15 juin 2012, M. Pierre-Marie Abadie, Directeur de l'Énergie à la Direction générale de l'énergie et du climat rattaché au ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, a été nommé Commissaire du Gouvernement.

Enfin, 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, avec voix consultative.

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.

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.

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.

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

Les statuts d'EDF stipulent que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » résulte donc des statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, est de nature à assurer un équilibre entre le dirigeant mandataire social et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 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, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir section 16.2.1.5 (« Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

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 ; pour l'exercice 2012, le Conseil a fixé (i) à 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 (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal unitaire de certaines opérations financières ; pour l'exercice 2013, le Conseil a fixé à 1,5 milliard d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties à compter du 20 janvier 2013 (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) ;
- 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 CO₂ 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 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 dix-huit membres, douze administrateurs dont six représentent l'État et six représentent les salariés, qui ne peuvent pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF.

Lors de la réunion conjointe du 8 janvier 2013, 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 30 janvier 2013, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et 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.

Le Conseil d'administration de la Société compte donc cinq administrateurs indépendants sur un total de dix-huit 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.

La dernière évaluation menée par un cabinet externe spécialisé a été réalisée en 2010. En 2012, comme 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. Les résultats de cette évaluation ont été examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil du 30 janvier 2013. Il en ressort un haut niveau de satisfaction des administrateurs quant à la mise en œuvre des règles de bonne gouvernance par la Société. La tenue d'un séminaire stratégique ainsi que l'association de l'ensemble du Conseil d'administration à la réflexion stratégique du Groupe, via son Comité de la stratégie, a 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 Rémunérations

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 2012, sont détaillés au chapitre 15 du présent document de référence.

16.2.2 Activité du Conseil d'administration en 2012

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 2012, le Conseil d'administration s'est réuni neuf fois, et vingt-sept réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Les séances du Conseil ont duré en moyenne deux heures et trente minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour. Le Conseil s'est également réuni une fois en séminaire stratégique.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 89,5 % pour 2012.

En 2012, 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 prise de contrôle exclusif de la société italienne Edison, la cession de la centrale de Sutton Bridge (Royaume-Uni) conformément à l'engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne dans le cadre de l'acquisition de British Energy fin 2008.

En outre, dans le cadre d'un séminaire stratégique, le Conseil a examiné les conséquences pour le Groupe de l'évolution du contexte énergétique et du jeu des acteurs, les axes stratégiques de développement et la trajectoire financière.

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 :

- 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 ;
- M^{me} Mireille Faugère pour le Comité d'éthique ;
- M. Bruno Lafont pour le Comité des nominations et des rémunérations.

Le Commissaire du gouvernement assiste avec voix consultative aux réunions des Comités.

La composition de chacun des Comités au 15 mars 2013 est décrite ci-après.

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. Pierre 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. Le 30 janvier 2013, le Conseil d'administration a par ailleurs confirmé la qualité d'indépendant de M. Pierre Mariani (voir section 16.2.1.6 ci-avant). Il répond donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce.

Le Comité d'audit est présidé par M. Pierre Mariani, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres du Comité sont MM. David Azéma et Yannick d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et MM. Alexandre Grillat et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M. David Azéma a été nommé par le Conseil d'administration du 22 novembre 2012 membre du Comité d'audit en remplacement de M. Jean-Dominique Comolli.

La composition du Comité d'audit de la Société reflète les particularités de la composition du Conseil d'administration issues de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, qui rendent difficile le respect d'une proportion de deux tiers d'administrateurs indépendants au sein du Comité, comme le préconise le code AFEP-MEDEF. Cependant, la Société estime que, bien que le Comité d'audit ne compte pas deux tiers d'administrateurs indépendants, sa composition actuelle n'affecte pas les compétences du Comité ni sa capacité à remplir efficacement les missions qui lui sont dévolues par la loi et le règlement intérieur du Conseil.

Le Président-Directeur Général assiste aux réunions du Comité qui ont pour objet l'examen des comptes annuels et semestriels, le plan à moyen terme et le budget.

Le Comité d'audit s'est réuni 7 fois en 2012. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 85,7 %.

Missions

Le Comité examine et donne notamment 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 ;
- les 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 2012

En 2012, 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 conséquences de la prise de contrôle d'Edison sur les comptes du Groupe.

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. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M^{me} Marie-Christine Lepetit et M. Yannick d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M^{me} Marie-Christine Lepetit a été nommée par le Conseil d'administration du 24 mai 2012 membre du Comité de suivi des engagements nucléaires en remplacement de M. Pierre-Marie Abadie.

Le CSEN s'est réuni 3 fois en 2012. Le taux moyen 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 entre actif et 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 indépendants¹ et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Activité en 2012

En 2012, 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 »), la lettre d'actualisation 2012 du second rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires ainsi que le rapport

1. Désignés le 26 octobre 2010 par le Conseil d'administration pour 3 ans.

de la Commission nationale d'évaluation du financement des charges de démantèlement des installations nucléaires de base et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

16.2.3.3 Comité de la stratégie

Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Henri Proglia, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, M^{me} Marie-Christine Lepetit et MM. David Azéma et Pierre Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et MM. Alexandre Grillat et Jean-Paul Rignac, administrateurs élus par les salariés.

M^{me} Marie-Christine Lepetit a été nommée par le Conseil d'administration du 24 mai 2012 membre du Comité de la stratégie en remplacement de M. Pierre-Marie Abadie.

M. David Azéma a été nommé par le Conseil d'administration du 22 novembre 2012 membre du Comité de la stratégie en remplacement de M. Jean-Dominique Comolli.

Le Président invite, depuis 2010, aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres afin d'impliquer encore davantage le Conseil d'administration dans le débat stratégique.

Le Comité de la stratégie s'est réuni 5 fois en 2012. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 90 %.

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 2012

En 2012, le Comité a examiné en particulier les implications des évaluations complémentaires de sûreté pour les parcs nucléaires d'EDF et d'EDF Energy, la stratégie du Groupe en matière d'énergies renouvelables ainsi que, lors d'une réunion conjointe avec le Comité d'éthique, la politique ressources humaines du Groupe et la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF.

16.2.3.4 Comité d'éthique

Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par M^{me} Mireille Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M^{me} Marie-Christine Lepetit, administratrice représentant l'État, M^{mes} Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling ainsi que MM. Alexandre Grillat et Philippe Maïssa, administrateurs élus par les salariés.

M^{me} Marie-Christine Lepetit a été nommée par le Conseil d'administration du 24 mai 2012 membre du Comité d'éthique, en remplacement de M. Pierre-Marie Abadie.

Le Comité d'éthique s'est réuni 9 fois en 2012. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 81,1 %.

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).

Par ailleurs, le Comité visite périodiquement des sites opérationnels afin d'appréhender des thématiques relevant de ses missions.

Activité en 2012

En 2012, le Comité d'éthique a notamment étudié le projet de Charte éthique du Groupe, la politique santé et sécurité du Groupe, les politiques de communication et de mécénat du Groupe ainsi que, lors d'une réunion conjointe avec le Comité de la stratégie, la politique ressources humaines du Groupe et la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF.

16.2.3.5 Comité des nominations et des rémunérations

Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, et M. David Azéma, administrateur représentant l'État.

M. David Azéma a été nommé par le Conseil d'administration du 22 novembre 2012 membre du Comité des nominations et des rémunérations, en remplacement de M. Jean-Dominique Comolli.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni 3 fois en 2012. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 88,9 %.

Missions

En application du règlement intérieur, le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

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 2012

En 2012, le Comité a notamment examiné la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général au titre de 2011, ainsi que sa rémunération fixe annuelle brute et les critères de calcul de sa rémunération variable au titre de 2012. Il a également examiné la politique de rémunération des dirigeants du groupe EDF.

16.3 Organes créés par la Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'est entouré 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.

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, un Comité des engagements du Comité exécutif créé par le Président-Directeur Général

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 est complétée par 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.

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.

En octobre 2011, un projet nouveau de Charte éthique Groupe a été validé par le Comité de direction du Groupe après un travail avec chacune des filiales d'EDF. Ce projet a été examiné à deux reprises par le Comité d'éthique puis présenté au Conseil d'administration du 22 novembre 2012. La Charte est déclinée dans la langue de chaque pays concerné et est en cours de déploiement 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 administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »)).

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	244
17.1.1 Effectifs du Groupe	244
17.1.2 Politique de formation et de mobilité	245
17.2 Égalité des chances	248
17.2.1 Alternance	248
17.2.2 Management des âges	248
17.2.3 Diversité – non-discrimination	248
17.3 Santé et sécurité – qualité de vie au travail – sous-traitance	250
17.3.1 Politique santé-sécurité	250
17.3.2 Qualité de vie au travail	251
17.3.3 Sous-traitance	252
17.4 Politique de rémunération globale	252
17.4.1 Politique de rémunération à l'embauche	253
17.4.2 Politique salariale	253
17.4.3 Intéressement et participation	253
17.4.4 Plan d'épargne Groupe	253
17.4.5 Plan d'épargne pour la retraite collectif (« PERCO »)	253
17.4.6 Compte épargne temps (« CET »)	253
17.4.7 Actionnariat salarié	253
17.4.8 Options de souscription ou d'achat d'actions	254
17.4.9 Attributions gratuites d'actions	254
17.5 Politique de protection sociale	254
17.5.1 Le statut du personnel des Industries électriques et gazières	254
17.5.1.1 Régime spécial de retraite	254
17.5.1.2 Régime complémentaire maladie des IEG	255
17.5.2 Protection sociale complémentaire	255
17.5.3 Dialogue social et représentation du personnel	255
17.5.3.1 Le dialogue social en France	255
17.5.3.2 La représentation du personnel en France	256
17.6 Instances de dialogue social au niveau du groupe EDF	257
17.7 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants	258
17.7.1 Participation des administrateurs	258
17.7.2 Opérations réalisées sur les titres de la Société	258

Tout en s'appuyant sur le patrimoine et l'ADN de l'entreprise, la vision sociale et la politique Ressources Humaines (« RH ») du groupe EDF doivent évoluer, dans le cadre d'une stratégie de long terme au service de la performance industrielle et économique du Groupe.

Les enjeux stratégiques du Groupe ont conduit à engager une large réflexion visant à déterminer ce que pourraient être l'ambition humaine et le modèle d'employeur que le groupe EDF veut incarner à l'horizon 2020. Cette réflexion a été conduite durant tout le premier semestre 2012 avec les salariés, les managers et la filière RH.

Cette démarche d'élaboration innovante a abouti à « Vision RH 2020 », expression du projet humain d'EDF, venant compléter les dimensions industrielles, financières et commerciales de la stratégie Groupe.

Cette ambition humaine renouvelée est en cours de déploiement au sein du Groupe autour des quatre orientations majeures qui la servent :

- des femmes et des hommes acteurs clés de la performance du Groupe ;
- un employeur référent en termes d'engagement des salariés et de performance sociale ;
- un ancrage local, un profil international ;
- un accompagnement des transformations qui conjugue agilité et responsabilité.

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 et informations 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 159 740 personnes au 31 décembre 2012, dont 107 333 pour EDF et ERDF et 52 407 pour les autres filiales et participations du Groupe 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 :

	2010 ⁽²⁾		2011 ⁽³⁾		2012	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
EDF et ERDF ⁽¹⁾	96 571	64,4	103 954	66,6	107 333	67,2
Filiales (France et international)	53 449	35,6	52 214	33,4	52 407	32,8
TOTAL GROUPE	150 020	100,0	156 168	100,0	159 740	100,0

(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 (34 324) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (3 887) avec une clé de répartition électricité/gaz de l'ordre de 75/25.

(2) Hors RTE (pour mémoire, les effectifs de RTE s'élevaient en 2009 à 8 809 salariés, en 2010 à 8 822 salariés et en 2011, à environ 8 779 salariés ; en 2012, RTE compte environ 8 843 salariés).

(3) Depuis 2011, les effectifs intègrent 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 2012, 3 962 personnes pour EDF et 2 429 personnes pour ERDF. (En 2011, 3 574 personnes pour EDF et 1 955 personnes pour ERDF au 31 décembre 2011.)

Effectifs du Groupe en France

Concernant les deux principales sociétés du Groupe en France (EDF et ERDF), après une période de diminution depuis le début des années 1990, les effectifs globaux se sont stabilisés en 2010. Dès 2011, les effectifs ont

commencé à croître significativement et ce mouvement s'est accentué en 2012. Cette augmentation d'effectifs a été soutenue par un niveau d'embauches important, très supérieur au nombre de départs en retraite ; avec plus de 6 500 embauches contre 3 500 départs en retraite, EDF et ERDF sont recruteurs net de plus de 3 000 personnes.

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 :

	2010	2011 ⁽¹⁾	2012 ⁽¹⁾
EDF – domaine non régulé :	62 201	67 184	69 122
Production et Ingénierie	35 173	36 569	38 417
Commerce	11 627	11 633	11 685
Fonctions centrales	11 590	11 624	11 559
Systèmes Énergétiques Insulaires	3 224	3 183	3 177
CDI et CDD non statutaires	587	4 175	4 284
ERDF – domaine régulé	34 370	36 770	38 211
Autres filiales France :	23 710	23 312	21 995
Électricité de Strasbourg, Tiru, EDF EN, SOCODEI, Fahrenheit, EDF PEI (en 2011 et 2012), EDF Optimal Solutions (uniquement en 2012)	6 134	5 331	6 031
Dalkia International	17 576	17 981	15 964
TOTAL FRANCE	120 281	127 266	129 328

(1) Depuis 2011, les effectifs intègrent les médecins du travail, les personnes employées dans le cadre des diverses mesures d'ordre social (apprentis, contrats de professionnalisation) ainsi que le personnel mis à disposition d'organismes externes, soit, au 31 décembre 2012, 3 962 personnes pour EDF et 2 429 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 :

	2010	2011	2012
EDF Energy (Royaume-Uni)	15 441	15 536	15 153
EDF Trading (Royaume-Uni)	888	904	1 025
Edison (Italie) ⁽¹⁾	1 929	1 843	3 248
Autres filiales étrangères :	11 481	10 619	10 986
Europe de l'Est	6 421	5 606	6 015
Europe de l'Ouest et Méditerranée-Afrique	3 553	3 518	3 450
Asie-Pacifique	76	75	75
Amériques	1 431	1 420	1 446
TOTAL INTERNATIONAL	29 739	28 902	30 412

(1) Edison est consolidé à 100 % depuis le 1^{er} juin 2012.

17.1.2 Politique de formation et de mobilité

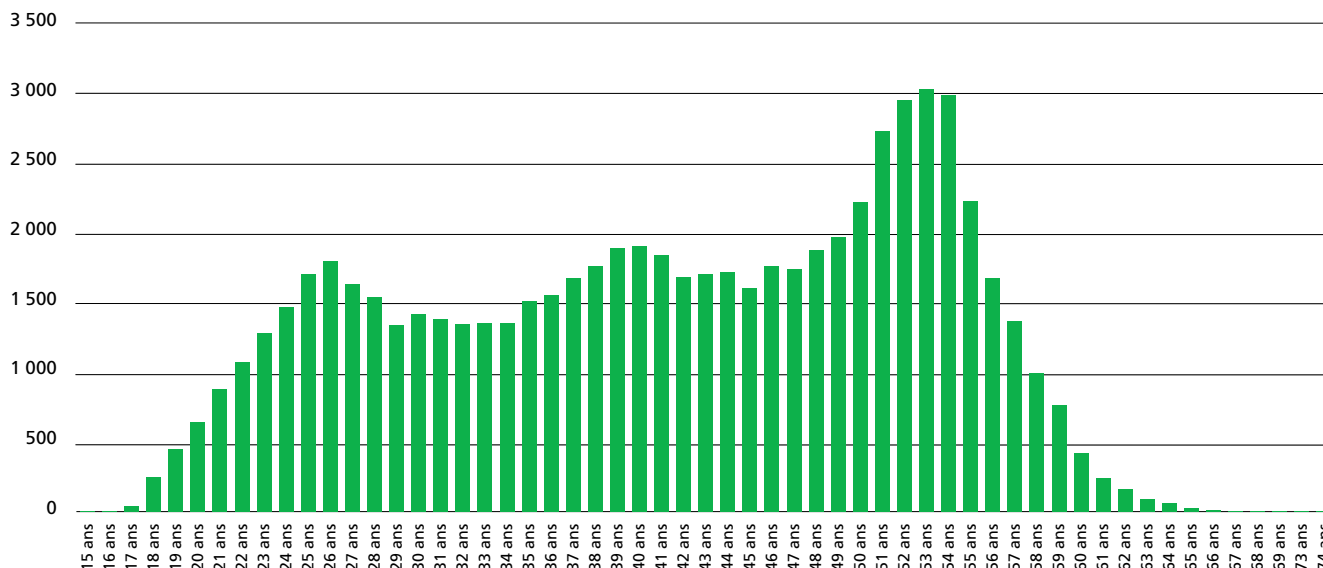
Le groupe EDF est aujourd'hui confronté à de nouveaux défis :

- 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 16 % des effectifs d'EDF et ERDF pourraient partir à la retraite entre 2013 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 la poursuite d'un niveau élevé de recrutement, qui devrait se maintenir dans les cinq prochaines années pour faire face aux nombreux départs en retraite et 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...).

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges d'EDF au 31 décembre 2012 :



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 edfjoinus.com s'est ouvert aux offres d'EDF Energy (Royaume-Uni), en 2012 aux offres d'EDF Luminus (Belgique) et il s'ouvrira prochainement à celles d'Edison (Italie).

Dans un marché du travail très concurrentiel, EDF et ERDF ont recruté, en 2012, plus de 6 500 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 les activités commerciales et la R&D. Les trois collèges (cadre, maîtrise, exécution) recrutent à parts quasiment égales. Les nouveaux embauchés sont surtout de jeunes diplômés, mais EDF recrute aussi des profils plus expérimentés.

Recrutements dans le nucléaire

EDF/France	2010	2011	2012
Direction Production Nucléaire	1 294	1 082	1 570
Direction Ingénierie Nucléaire	398	455	485
Direction Combustible Nucléaire	11	20	23
TOTAL	1 703	1 557	2 078

En incluant les recrutements ci-dessus en France, au niveau mondial, plus de 12 500 nouveaux collaborateurs ont rejoint le Groupe.

Par ailleurs, 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) et de faire connaître aux salariés les offres de postes disponibles à court ou moyen terme. Fin décembre 2012, 777 appels à compétences sont en ligne (+ 0,3 % par rapport à fin 2011) et 1 043 offres de compétences sont proposées (- 8 % par rapport à 2011) ;
- 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 en 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 du Groupe et 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 placé la formation au premier plan de ses enjeux.

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.

13 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. La confirmation des labellisations 2012 est en cours.

Tout salarié changeant de collège bénéficie désormais d'un accompagnement systématique via un dispositif spécifique mis en place pour faciliter la prise de responsabilité et la mobilité professionnelle interne. Dès 2012, 694 salariés promus dans le collège cadre et 497 salariés promus dans le collège maîtrise ont pu respectivement bénéficier de ces dispositifs.

Tout salarié peut en outre bénéficier de formations promotionnelles diplômantes s'il en a la motivation et le potentiel : 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 compléter ceux déjà existants. Ils permettent d'accélérer le passage à un nouveau collège. Après une phase d'expérimentation en 2011, un nouveau dispositif, Cap Initiative Cadre a été généralisé en 2012 tandis qu'un autre Cap Initiative Maîtrise, a été expérimenté.

Au total, 360 offres promotionnelles ont été publiées en 2012 pour l'ensemble du groupe, dont 214 offres « cadre » et 146 offres « maîtrise ». La publication de ces offres promotionnelles est en hausse de 57 % par rapport à 2011.

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 : 741 d'entre eux les ont suivis en 2011, et 1 294 les ont suivis en 2012. L'Université Groupe du Management a organisé 40 cursus comprenant 87 modules. L'offre « présentiel » concernant les *managers* en poste sera totalement déployée à fin 2013.

Plus de 11 000 *managers* en France et à l'étranger ont accès 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 ont été déployés dès 2012 en polonais pour les *managers* polonais et en anglais pour les *managers* hongrois et slovaques. L'accès pour les *managers* chinois arrivera en 2013, ainsi que pour les *managers* belges, italiens et anglais.

La plateforme d'*e-learning* a enregistré 25 604 connexions de son lancement à fin décembre 2012. 6 548 *managers* et dirigeants se sont connectés au moins une fois à e-campusmanagers et 2 744 heures de formation à distance ont été dispensées.

Enfin, l'Université Groupe du Management a poursuivi en 2012 son internationalisation au travers d'une session de découverte du Groupe et de ses enjeux pour les *managers*, les talents et les nouveaux arrivants de la Division Chinoise et d'une session de formation des *managers* en Belgique et en Pologne.

La dynamique de 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 Programme. Depuis 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 du salarié par un interlocuteur RH au cours des étapes clés de sa vie professionnelle ;
- l'accès à des programmes de formation appropriés pour permettre au salarié de 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 du salarié sur les évolutions de son métier pour pouvoir anticiper ;
- la transmission des compétences aux jeunes et aux nouveaux embauchés (alternance, stages...).

Dans ce cadre, la majorité des sociétés du Groupe ont mis en place un entretien annuel d'évaluation et de performance. Des modules d'*e-learning* ont été spécifiquement développés en France pour les *managers*, parfois pour les salariés afin de préparer ce jalon annuel. Les trames d'entretien annuel ont été enrichies d'une partie développement-professionnalisation et d'une partie évolution de carrière (déploiement en cours).

En matière de formation, les sociétés ont commencé à identifier de manière systématique les salariés n'ayant pas bénéficié de formation depuis trois ans au moins et à mettre en œuvre les actions correctives, le cas échéant.

Les centres de formation se développent à travers un réseau de Campus existants et à créer :

- un Campus « phare » pour tout le groupe EDF en France, aujourd'hui installé aux Mureaux et à partir de 2015 à Saclay ;
- des Campus « métiers » dédiés à la production, 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 Cannington/Bridgewater, ouvrira progressivement en 2013.

L'investissement financier du Groupe dans la formation reflète ce niveau d'engagement.

	2012	2011
Groupe		
% de la masse salariale consacrée à des actions de formation	7,3	7,0
Nombre d'heures de formation effectuées en moyenne par salarié formé	58	62
Dont France		
% de la masse salariale consacrée à des actions de formation	8	7,5
Nombre d'heures de formation effectuées en moyenne par salarié formé	61	64

Au sein d'EDF, le taux d'accès à la formation, comme le volume de formation par salarié, est élevé : 85,2 % des salariés ont suivi au moins une action de formation en 2012, durant 78 heures en moyenne.

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 :

- l'accueil de plus de 4 % des effectifs du Groupe en alternance à tous les niveaux de formation : au cours de l'année 2012, plus de 3 600 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 plus de 5 700 le nombre d'alternants présents au 31 décembre 2012, soit plus 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 : en 2012, ils ont représentés 9,5 % des embauches cadres et 24,9 % des embauches maîtrise/exécution pour EDF et ERDF ;
- l'accompagnement vers l'emploi des alternants sortants. En 2012, le Groupe a signé une convention avec Pôle Emploi pour aller plus loin et s'engage notamment : à faire le point avec chaque alternant sortant afin de connaître ses intentions à l'issue du contrat et d'affiner dans la même période les possibilités d'embauche de chaque unité, à communiquer à Pôle Emploi une prévision des volumes et niveaux de qualification des alternants en fin de contrat pour que Pôle Emploi puisse les rapprocher des besoins d'emplois sur chaque territoire, et à organiser en fin de contrat des réunions animées par Pôle Emploi, comprenant informations collectives et individuelles. Dès 2012, 632 alternants ont bénéficié de ce dispositif dans le cadre de 69 ateliers organisés en régions ;
- 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 plus de 6 700 alternants en 2012.

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 sont conduites à leur intention.

Une enquête IPSOS conduite en 2012 a permis de mieux identifier leurs attentes. Elle a donné lieu à un plan de travail post-enquête en cours de déploiement. 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. Il a ouvert en 2012 une nouvelle section de DUT technique de commercialisation.

17.2.2 Management des âges

En France, le Groupe a poursuivi le déploiement du plan d'actions seniors présenté en Comité central d'entreprise en décembre 2009. Le nombre de salariés de 56 ans et plus est en progression ; actuellement ils représentent 9,5 % des effectifs (8 % en 2010 et 9 % en 2011) ; au sein d'EDF, les salariés de 50 ans et plus représentent 32 % des effectifs (34 % en 2010, 33 % en 2011) et les salariés de plus de 60 ans sont aujourd'hui plus de 1 000 (près de 500 en 2010, un peu plus de 800 en 2011).

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 ont été systématisés en 2012 au sein d'EDF.

Depuis fin 2010, environ 210 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 2012, plus de 590 salariés ont suivi une demi-journée de sensibilisation aux entretiens de mi-carrière, et plus de 500 entretiens ont été réalisés, conformément à l'objectif fixé par EDF.

Le Groupe en France se prépare à la mise en œuvre en 2013 de l'accord national interprofessionnel Contrat de génération signé le 19 octobre 2012, dès que les décrets de mise en œuvre de la loi prévue début 2013 seront publiés. La négociation d'un accord relatif au contrat de génération au niveau du Groupe en France aura pour conséquence de rendre visible l'engagement de politiques en matière d'emploi des jeunes et des seniors.

17.2.3 Diversité – non-discrimination

Le groupe EDF s'attache à promouvoir la diversité, comme levier de performance pour :

- mieux percevoir la diversité des clients et répondre au mieux à leurs attentes ;
- mieux refléter la société dans laquelle il évolue ;
- que les femmes et les hommes expriment au mieux leurs talents.

Pour ce faire, l'entreprise s'est engagée à plusieurs reprises en la matière et ce dès 2005 via l'accord Responsabilité Sociale du Groupe, qui consacre plusieurs articles à la lutte contre les discriminations, au respect de la diversité et à la promotion de l'égalité des chances. Il s'agit, avec la Charte éthique, du principal cadre de référence pour les sociétés du Groupe. Le niveau et la formalisation d'engagements plus spécifiques au plan local varient selon le cadre législatif en vigueur. EDF Démász dispose, par exemple, depuis 2010 d'un plan d'action sur l'égalité des chances, quand l'action des sociétés françaises est très structurée autour des accords sur l'égalité entre les femmes et les hommes, le handicap et la diversité des âges. EDF Energy a par ailleurs obtenu en novembre 2012, le *Diversity Works for London Gold Standard*, qui récompense son action en faveur de l'égalité et la diversité.

En 2012, a été officiellement lancée une communauté diversité internationale du Groupe qui aura pour mission de faciliter la mise en œuvre d'actions favorisant la diversité et de partager les bonnes pratiques.

Le Président d'EDF s'est engagé formellement auprès de ses salariés, dans une communication datée du 1^{er} juin 2006, à 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 a 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 2012, les initiatives des sociétés organisées à l'occasion du *Diversity Day* ont concerné environ 40 000 salariés. Plusieurs sociétés ont en particulier choisi en 2012 de valoriser à cette occasion la mixité et l'égalité entre les femmes et les hommes.

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 7 000 personnes en France. En outre, une journée de formation destinée aux dirigeants du Groupe a été mise en place en 2012 : quatre sessions ont été organisées à ce jour. EDF Energy a également formé 400 managers.

EDF a reçu en 2010 le Trophée du management de la diversité, pour ses pratiques innovantes dans la prise en compte du fait religieux dans l'entreprise. Après un travail de terrain pour recenser les situations de travail soulevant des questionnements, EDF a été le premier groupe à éditer un outil « Repères sur le fait religieux dans l'entreprise » à l'usage des *managers* et des responsables RH.

Enfin, EDF a signé en février 2012 la charte de la parentalité en entreprise, par laquelle le Groupe s'engage à faire évoluer les représentations liées à la parentalité dans l'entreprise, à créer un environnement favorable aux salariés-parents, en particulier pour la femme enceinte, et à respecter le principe de non-discrimination dans l'évolution professionnelle des salariés-parents.

L'emploi des salariés en situation de handicap

EDF et ERDF ont chacun signé en 2009 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, 124 salariés en situation de handicap ont été recrutés en 2012 par EDF et 66 par ERDF. Sur la durée des accords, EDF et ERDF ont ainsi recruté 635 salariés en situation de handicap. 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 79 personnes en situation de handicap en alternance en 2012.

Des partenariats sont développés avec des associations en vue de favoriser l'accompagnement de personnes en situation de handicap de l'école à l'insertion professionnelle tels que Tremplin, Arpejeh¹, FEDEEH², mais également dans le domaine de la recherche et de l'innovation technologique, au profit des salariés en situation de handicap.

Afin de permettre un accueil dans les meilleures conditions pour tous, EDF forme ses conseillers à l'accueil de clients en situation de handicap et poursuit la transformation de certaines boutiques, visant l'accessibilité pour tous. 49 boutiques ont ainsi été transformées (accès PMR, bornes audioguide et adaptation des documents pour les handicaps visuels, dispositif e-sourd en test permettant d'installer en autonomie un client sourd ou malentendant devant un poste de travail équipé d'une webcam). Cette démarche a été présentée et saluée au forum accessibilité de la Préfecture de police de Paris en septembre 2012.

En janvier 2012, un accord de sous-traitance responsable a été signé par ERDF et tous ses partenaires sociaux. Il vise à augmenter de 20 % en trois ans les volumes d'achats d'ERDF au secteur protégé et adapté.

Ailleurs dans le Groupe (Edison, SSE, EDF Démász, EDF Energy, EDF Polska), les sociétés s'attachent également à faciliter le recrutement et l'aménagement des postes de travail de collaborateurs en situation de handicap. Fenice a signé en 2012 un accord sur l'emploi des personnes en situation de handicap, assorti d'engagement en termes de recrutement. Électricité de Strasbourg a été récompensée à l'occasion du Tour de France de la Diversité pour son engagement actif en faveur du handicap dans le cadre de son accord 2010-2012.

Véritable levier de sensibilisation interne, le handisport a été particulièrement mis en valeur en 2012 par le soutien d'EDF aux Jeux olympiques et paralympiques de Londres. Des sportifs paralympiques sont ainsi régulièrement invités à l'occasion d'événements spécifiques, à la rencontre des salariés et managers.

Égalité entre hommes et femmes

L'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes est un levier structurant de la politique diversité du Groupe.

Après 2004 et 2007, le troisième accord EDF 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 entre vie professionnelle et 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).

Un nouvel accord a été signé à ERDF par l'ensemble des organisations syndicales représentatives (CFDT, CFE-CGC, CGT, FO) le 30 novembre 2012.

EDF Énergies Nouvelles a conclu un plan d'action visant à favoriser la mixité des métiers, à maintenir l'égalité salariale entre les hommes et les femmes à compétences égales et porte une attention particulière sur les conditions de travail.

Edison suit les indicateurs relatifs à la mixité de ses effectifs et l'écart de salaire entre les hommes et les femmes à responsabilités équivalentes. Ils sont publiés dans son rapport annuel de développement durable.

Le Groupe agit également en faveur de la mixité des métiers en menant des actions en amont du recrutement. En 2012, EDF a maintenu 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. EDF poursuit le partenariat conclu en 2011 avec l'association « Elles bougent », qui fait la promotion des carrières techniques et scientifiques auprès des jeunes lycéennes et étudiantes. 48 maraines EDF se sont portées volontaires pour témoigner ponctuellement à l'occasion de rencontres organisées par « Elles bougent ». EDF a occupé, en 2012, la Présidence d'honneur de cette association. EDF Energy mène pour sa part des campagnes de recrutement ciblées pour attirer davantage de jeunes femmes ingénieurs ou apprenties sur ses métiers.

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 du Groupe 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 filiales sur l'application concrète des principes de non-discrimination dans les pratiques RH et *business*.

1. Accompagner la réalisation des projets d'études de jeunes élèves et étudiants handicapés.

2. Fédération étudiante pour une dynamique études et emploi avec un handicap.

Par ailleurs, le partenariat conclu fin 2011 avec l'association « L'Autre Cercle », qui milite contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie en milieu professionnel, a permis de réaliser et partager un premier diagnostic au sein d'EDF.

La promotion des diversités passe également par le soutien apporté aux initiatives des réseaux de salariés. EDF Energy promeut ainsi ses différents réseaux, valorisés régulièrement au fil de ses communications internes : réseau des minorités ethniques, réseau des femmes, réseau handicap, réseau gay et lesbien. Particulièrement actifs, ces réseaux ont développé en 2012 les occasions d'échange et de sensibilisation, en développant également des actions de mentorat pour certains d'entre eux.

En France, Energy bénéficie depuis 2012 d'un soutien financier et logistique d'EDF, tout comme le réseau des femmes Interp'Elles qui a lancé une antenne en Asie en 2012.

Enfin, le 17 mai 2012 un dossier de sensibilisation à la lutte contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie a été largement diffusé au sein d'EDF et d'ERDF à l'occasion de la Journée mondiale contre l'homophobie, le 17 mai 2012.

17.3 Santé et sécurité – qualité de vie au travail – sous-traitance

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 signée par le Président d'EDF 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 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.

Dialogue social et 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, huit médecins ont été désignés par leurs pairs pour participer au Groupe national de santé au travail (« GNST »), créé en 2011, et qui s'est réuni quatre fois en 2012.

Ce groupe multidisciplinaire a mis en place quatre groupes de travail, respectivement consacrés à la réforme de la médecine du travail et son impact sur l'organisation des sauveteurs secouristes du travail, à la santé des prestataires, aux pratiques addictives et au lien entre la santé et l'allongement de la vie active. Les travaux de ces groupes se traduiront par des recommandations à destination des directions opérationnelles.

De plus, conformément aux termes de l'accord, une réunion de l'ensemble des secrétaires du Comité d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail (« CHSCT ») a été organisée en février et en décembre 2012. Ces réunions permettent de faciliter le partage sur le fonctionnement des CHSCT, l'expression des besoins de formations, les aspects juridiques et des sujets d'actualité tels que les risques psychosociaux en 2012. Après une phase d'installation, ces rencontres se tiendront désormais à une fréquence annuelle.

Dans les sociétés du Groupe, le dialogue social sur les champs de la santé et sécurité au travail relève de législations propres à chaque pays.

La législation française privilégie sur ce champ une instance de représentation spécialisée, le CHSCT, qui a un rôle de contrôle, d'analyse des informations et de propositions d'actions. Les différentes Directions et sociétés françaises du Groupe s'appuient sur cette instance pour présenter en particulier les documents d'évaluation des risques professionnels et les rapports annuels des médecins du travail. Pour autant, le dialogue social sur ce champ est également développé dans d'autres instances.

En novembre 2011 a eu lieu la première réunion du CCE (Comité central d'entreprise) consacrée exclusivement au sujet de la santé et de la sécurité, concrétisant l'approche multidisciplinaire des questions de santé voulue par l'entreprise. Cette action a été poursuivie en 2012. Au niveau du Groupe, une présentation des actions de prévention est faite annuellement à la Commission Santé-Sécurité du Comité d'entreprise européen.

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 3,9 en 2011 contre 4,5 en 2010 et en 2009. Les résultats 2012 s'établissent à 3,8, 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 2012 à 0,15, à comparer à 0,14 en 2011 et 0,16 en 2010.

Après avoir constaté en 2010 et 2011 une augmentation du nombre d'accidents mortels dans le Groupe à la suite de chutes de hauteur, EDF a mis en place en 2011 un dispositif de partage sur les causes des événements significatifs dans le Groupe. Ce dispositif devait 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. À la suite de la décision du Président du 1^{er} février 2012, tout accident mortel doit nécessairement faire l'objet d'une déclaration immédiate et d'une analyse approfondie.

Une baisse des accidents mortels liés au « cœur du métier » a, en effet, été observée en 2012, mais le nombre de malaises mortels (10 à l'occasion du travail et 2 lors de trajets) masque la baisse du nombre de décès qui passent de 27 en 2011 à 21 en 2012.

En ce qui concerne les maladies professionnelles, les données publiées dans le Bilan Social d'EDF SA en 2011 font apparaître :

	2011	2010	2009
Nombre de maladies professionnelles déclarées à la Sécurité Sociale au cours de l'année (EDF)	11	12	12

Ces statistiques de sécurité sociale sont considérées comme consolidées après trois années de recul.

On peut noter principalement comme causes de maladies la silice (pneumoconiose), l'amiante (pleurésie, plaques pleurales ; cancer du poumon primitif), les bruits lésionnels (surdité), les gestes et postures (affection de l'épaule ; tendinite, canal carpien), les affections provoquée par des rayonnements ionisants. Le nombre de salariés impacté par une maladie professionnelle est resté stable sur 2010-2011 (environ 50 salariés).

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

La qualité de vie au travail est le résultat de la mise en œuvre d'un ensemble de leviers qui relèvent de l'organisation du travail, des relations au travail, du développement professionnel, des environnements de travail, des équilibres de vie. La promotion de la diversité et la prévention des discriminations contribuent également à créer les conditions d'un travail de qualité.

Afin de franchir une étape dans la prise en compte de l'ensemble de ces leviers au sein du Groupe, EDF a créé en 2007 un Observatoire national de la qualité de vie au travail, renforcé son dispositif éthique et simplifié ses procédures pour favoriser le *management* de proximité. L'Observatoire constitue un espace de dialogue associant médecins, *managers*, partenaires sociaux et experts externes. Il exerce une mission de veille sur les conditions de travail, commande 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 Industries Électriques et Gazières, 107 médecins sont inscrits et 87 ont déjà saisi 9 000 questionnaires à fin 2012 (4 808 à fin 2011). Les résultats 2011-2012 ont été présentés lors de la séance de l'Observatoire en janvier 2013.

Depuis sa création, l'Observatoire a formulé d'autres recommandations pour favoriser les équilibres entre vie professionnelle et vie privée des salariés et la coopération au travail entre les générations. Ces recommandations, adressées au *management*, ont fait l'objet en 2011 d'une première évaluation de leur application par le *management*.

En 2011 et 2012, à partir des travaux présentés par l'ANACT (Agence nationale pour l'amélioration des conditions de travail) sur les enjeux de l'allongement de la vie au travail, l'Observatoire a établi une recommandation

sur la promotion des environnements de travail favorisant le développement professionnel à tous les âges. Il mène actuellement une réflexion relative à la conduite des transformations dans l'entreprise. Enfin, l'espace collaboratif « *Innovation for better work* » 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 qui regroupe plus de huit cents membres.

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'expériences, 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 chaque année depuis 2010 en France, en Angleterre et en Pologne.

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 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 « qualité de vie » au travail dans les études d'impact en amont des changements d'organisation ;
- l'évaluation à mi-parcours de l'accord avec les signataires, qui a débuté au second semestre 2012.

Par ailleurs, EDF et ERDF ont développé dans chaque unité des groupes d'analyse multidisciplinaires (« GMD ») rassemblant différents acteurs (*managers*, médecins, assistantes sociales, représentants du personnel, consultants internes) qui ont vocation à échanger et à présenter des propositions d'action en matière de qualité de vie au travail et de prévention des risques psychosociaux. À la maille d'EDF, plus de 50 GMD existent à ce jour. On peut d'ores et déjà tirer un premier bilan satisfaisant de ces groupes : ils renouvellent les conditions du dialogue social en permettant un échange plus large qu'entre les seuls partenaires sociaux, ils permettent de traiter des cas individuels et collectifs, ils jouent dans certains cas un rôle dans la conduite des transformations et permettent ainsi de mieux relier les questions de santé et de performance économique.

Dans les filiales étrangères du Groupe, on peut noter que le dialogue social relève soit de l'application directe de la législation, soit d'un accord entre partenaires sociaux. En Hongrie (EDF Démász), la loi donne compétence à un comité paritaire sur la sécurité qui se réunit régulièrement sur le sujet, comme en Italie (Fenice). En 2012, les sociétés BERT et EDF Energy ont signé des chartes précisant les modalités de dialogue social en matière de santé et sécurité. Au sein d'Edison, un accord spécifique a été signé en avril 2012 sur la formation à la santé et sécurité, dont les modalités sont déclinées par publics cibles (fonctions centrales, métiers techniques, travailleurs mobiles, *management*). Une nouvelle politique santé-sécurité a été signée chez SSE (Slovaquie).

Organisation et temps de travail

Depuis le 1^{er} 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 2012, 11,6 % du personnel d'EDF et d'ERDF ont opté pour une réduction collective ou individuelle du temps de travail avec une compensation partielle ou pas de la perte de salaire. Au niveau du Groupe, 9 % des salariés sont à temps partiel.

Par ailleurs, afin d'assurer la continuité de l'exploitation des installations d'EDF et d'ERDF ou le rétablissement dans les délais les plus brefs de 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.

17.3.3 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 enfin 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 2012 ont aussi bien concerné l'activité industrielle que commerciale.

Sur le chantier de construction du réacteur EPR de Flamanville, depuis l'ouverture du point local d'accueil Pôle Emploi fin 2007, 2 980 offres d'emploi ont été déposées par les entreprises, et 95 % d'entre elles ont été satisfaites.

Par ailleurs, à fin décembre 2012, environ 92 000 heures de formation ont été financées sur l'exercice, au bénéfice des demandeurs d'emploi locaux, pour leur permettre d'accéder aux emplois ouverts par les entreprises prestataires du chantier, essentiellement dans le domaine de l'électromécanique.

Ce chantier a mobilisé simultanément jusqu'à 3 000 salariés de la sous-traitance. L'effectif est de l'ordre de 2 650 salariés prestataires sur le dernier trimestre 2012. Depuis 2012, les emplois liés à l'activité de génie civil

diminuent. Les salariés concernés sont accompagnés par la mise en œuvre du plan d'actions de l'Engagement de développement de l'emploi et des compétences (« EDEC ») signé en 2010. À titre d'exemple, 75 parcours de formation ont été financés dans ce cadre.

Les activités sous-traitées dans le domaine de la maintenance du parc de production en exploitation 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.

Pour ce qui concerne plus particulièrement le parc de production nucléaire en exploitation, après la remise en septembre 2011 des dossiers d'Évaluation Complémentaire de Sécurité établis à la suite de l'accident de Fukushima, l'année 2012 a été marquée par l'élaboration par le Comité stratégique de filière nucléaire (« CSFN ») du « cahier des charges social » applicable aux prestations de service et de travaux réalisées sur une Installation Nucléaire de Base (« INB ») en France. Ce cahier des charges social, commun à tous les exploitants du nucléaire, sera intégré aux appels d'offres d'EDF à partir de début 2013.

Par ailleurs, EDF a, dès le 1^{er} juillet 2012, limité le nombre de niveaux de sous-traitance pour ces mêmes activités de maintenance nucléaire : chaque titulaire de marché n'est lui-même désormais autorisé qu'à deux niveaux de sous-traitance, y compris pour les marchés déjà en cours.

Les activités de relations clientèle nécessitent elles aussi un recours à la sous-traitance, notamment pour faire face à la gestion des plages horaires étendues proposées aux clients et aux variations de charge d'activités. Il se fait de manière privilégiée sur des actes présentant une complexité ou un enjeu moindre pour le client. Il est aussi utilisé en complément pour absorber le surcroît d'activité engendré par des projets de transformation, liés aux Systèmes d'Information notamment.

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 2012 : à titre d'exemple, la Direction Commerce d'EDF a obtenu le label « Socialement responsable » en tant que donneur d'ordre pour les activités d'accueil téléphonique sous-traitées.

17.4 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.

17.4.1 Politique de rémunération à l'embauche

Au 1^{er} janvier 2012, les salaires d'embauche pour les salariés statutaires à EDF étaient les suivants (13 mois brut – majoration résidentielle 25 % – sans expérience professionnelle) :

	CAP-BEP	Bac	Bac + 2 (BTS)	Cadre
Salaires annuels	20 296 € (19 153 € sans diplôme)	21 111 €	24 791 €	compris entre 34 755 € et 42 204 €

Le salaire annuel d'embauche au niveau CAP-BEP à EDF est ainsi supérieur de 19 % au SMIC (SMIC annuel 12 mois : 17 708 euros brut au 1^{er} janvier 2012).

Depuis 2008, EDF met à la disposition de chacun de ses salariés un bilan complet individualisé de sa rémunération annuelle et de ses composantes. Un livret d'épargne salariale a également été diffusé à l'ensemble des salariés d'EDF et d'ERDF.

17.4.2 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.

La majorité des salariés sont éligibles à une rémunération variable.

En 2012, pour EDF et ERDF, le salaire brut annuel moyen était de 39,5 milliers d'euros (base 13 mois) et de 25,5 milliers d'euros pour le collègue exécution, 33,8 milliers d'euros pour le collègue maîtrise et 56,3 milliers d'euros pour le collègue cadre (contre respectivement 25,5 milliers d'euros, 33,3 milliers d'euros et 55,5 milliers d'euros en 2011).

17.4.3 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 (PEG), soit au plan d'épargne pour la retraite collectif du Groupe (PERCO).

Depuis sa filialisation, ERDF négocie également son 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 2012, ces accords ont permis de verser aux salariés d'EDF et d'ERDF un montant de 181,8 millions d'euros au titre de l'exercice 2011.

EDF et ERDF ne sont pas éligibles au dispositif de participation.

17.4.4 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 2012 un encours de 3,6 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 106,3 millions d'euros.

17.4.5 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 2012 de 291,6 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 2012, l'abondement total brut versé par EDF et ERDF dans le PERCO a été d'environ 31,2 millions d'euros.

17.4.6 Compte épargne temps (« CET »)

Des accords CET ont été signés au sein des principales sociétés françaises du Groupe, notamment à EDF et ERDF.

Au 31 décembre 2012, la valorisation des heures épargnées sur le compte épargne temps des salariés d'EDF et ERDF s'élève à 575,3 millions d'euros.

17.4.7 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 depuis celle de 2008.

Les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 31 décembre 2012 un total de 34 millions d'actions EDF, représentant 1,85 % du capital social. L'essentiel des titres détenus par les salariés le sont dans le cadre du plan d'épargne Groupe.

17.4.8 Options de souscription ou d'achat d'actions

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions.

17.5 Politique de protection sociale

17.5.1 Le statut du personnel des Industries électriques et gazières

Au 31 décembre 2012, la quasi-totalité du personnel d'EDF, ERDF, PEI, Électricité de Strasbourg et, pour partie, de Tiru, relève du statut du personnel des Industries électriques et gazières² (« 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.).

17.5.1.1 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 1^{er} 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.

17.4.9 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 Groupe¹, 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.

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 1^{er} 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'adossment 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'adossment 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 1^{er} janvier 2005 dans le cadre de l'adossment 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 acquis avant 2005 pour le secteur non régulé (production et distribution) et aux droits spécifiques acquis après 2005 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 1^{er} 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.

1. À l'exception principalement des salariés d'Édison et d'EnBW.

2. Le personnel des autres filiales françaises du Groupe ne relève pas du statut 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 1^{er} janvier 2009 :

- mise en œuvre d'un dispositif de départ anticipé pour carrière longue ;
- revalorisation des pensions de retraite et d'invalidité au 1^{er} 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.

Comme à la suite de 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.

La prise en compte de la pénibilité évolue. La réforme des retraites de 2008 a supprimé les bonifications de services pour les salariés embauchés statutairement à compter du 1^{er} janvier 2009. Un accord de branche du 16 avril 2010 a créé un compte épargne jours retraite (« CEJR ») alimenté par des jours de congés attribués au titre des périodes effectuées par ces salariés dans des emplois classés en services actifs. Le décret n° 2011-1175 du 23 septembre 2011 a prévu également la mise à jour des critères et des modalités d'attribution des services actifs. Un référentiel de branche de classement des emplois en services actifs a donné lieu à un arrêté publié au Journal officiel le 29 mars 2012. La nouvelle méthode s'applique à compter du 1^{er} juin 2012 (avec des dispositions transitoires pour les salariés embauchés avant le 17 avril 2010).

L'élargissement des possibilités de départ à 60 ans, introduit par le décret du 2 juillet 2012, s'appliquera aux pensions des IEG à partir de 2017.

Enfin, le décret n° 2013-53 du 15 janvier 2013 modifie le rythme de versement des pensions aux retraités des IEG. À compter du 1^{er} avril 2013, les pensions ne seront plus versées par trimestre d'avance mais mensuellement à terme à échoir, ce qui permet de sécuriser le financement de la CNIEG en réduisant son besoin de trésorerie en cours d'exercice. Le décret prévoit également, pour compenser l'effet de la suppression du versement trimestriel de la pension en cas de décès d'un inactif, une majoration dans ce cas de l'indemnité de secours immédiat, prestation décès du régime des IEG, qui passe de deux à trois mois de pension.

17.5.1.2 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.

17.5.2 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 1^{er} juillet 2008 ;
- la prévoyance : capitaux décès et rentes d'éducation (accord de branche du 27 novembre 2008), applicable depuis le 1^{er} 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 1^{er} janvier 2009 (1^{er} octobre 2010 pour ERDF) ;
- la couverture supplémentaire maladie (accord de branche du 4 juin 2010), applicable à compter du 1^{er} 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 Tiru.

En février 2012, ERDF a amélioré le dispositif de retraite supplémentaire de ses salariés en introduisant, par accord collectif, une cotisation salariale, et en majorant le taux de la cotisation patronale : ERDF permet désormais à ses salariés de procéder à des versements individuels facultatifs sur leur compte individuel de retraite supplémentaire, soit directement, soit par transfert de droits monétisables détenus dans leur CET.

17.5.3 Dialogue social et représentation du personnel

17.5.3.1 Le dialogue social en France

Le dialogue social avec les représentants du personnel et les organisations syndicales est un élément fondamental de l'ambition ressources humaines d'EDF partout dans le Groupe. L'une des priorités d'EDF est de continuer à faire vivre une longue tradition de dialogue social et de concertation, au service des objectifs de l'entreprise et du développement de ses collaborateurs.

Depuis les élections professionnelles de novembre 2010, les organisations syndicales représentatives à EDF sont la CFDT, la CFE-CGC, la CGT et la CGT-FO. En 2012, le dialogue social a été marqué par le développement de la concertation sur la stratégie de l'entreprise notamment dans le cadre d'un séminaire dédié du Comité central d'entreprise et par l'engagement d'importants chantiers de négociation sur les thèmes de l'égalité professionnelle, la gestion prévisionnelle des emplois et des compétences et le *management* des âges.

En 2012, les principaux accords conclus sont les suivants :

- l'accord collectif relatif à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes à EDF pour 2012-2014, signé le 8 février 2012 par les quatre organisations syndicales représentatives ; l'accord ERDF a été signé le 30 novembre 2012 ;
- l'accord-cadre sur les principes relatifs à l'engagement et au déroulement des expérimentations à EDF, signé le 20 février 2012 par la CFDT et la CFE-CGC ;
- l'accord relatif à la configuration du groupe EDF pour le renouvellement du Comité de Groupe France pour les années 2012-2015, signé le 6 mars 2012 par la CFDT, la CGT et la CGT-FO ;

- l'avenant 2012 à l'accord d'intéressement EDF 2011-2013, signé le 7 mai 2012 par la CFDT, la CFE-CGC et la CGT-FO ;
- l'accord relatif aux mesures sociales applicables à la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires au titre de la dimension insulaire de ses territoires du 29 juin 2012, signé par la CFDT, la CFE-CGC et la CGT-FO ;
- l'accord collectif relatif au Fonds Agir pour l'emploi au sein du groupe EDF (« FAPE EDF »), signé le 16 novembre 2012 par les quatre organisations syndicales représentatives ;
- un accord collectif portant sur les brevets et la rémunération supplémentaire des inventeurs salariés au sein du Groupe a été signé le 17 décembre 2012 par la CFDT, la CGT et la CGT-FO.

Des thèmes complémentaires ont été abordés dans le dialogue social en 2012 au sein de certaines Divisions d'EDF, comme l'expérimentation sur le télétravail, les programmes de transformation, les déménagements ou la sous-traitance.

Une négociation collective dynamique est également à noter à ERDF avec le renouvellement des accords collectifs égalité professionnelle, handicap, intéressement et la signature de trois nouveaux accords (régime supplémentaire de retraite, sous-traitance socialement responsable et GPEC¹).

Enfin, le projet de fusion de la société Enerest, acquise en avril 2012 par ES Énergies Strasbourg (projet qui sera finalisé en 2013), et l'opération d'actionnariat réservée aux salariés (« ORS »), en sus de l'accord d'intéressement en vigueur, ont été au cœur du dialogue social à Électricité de Strasbourg.

Au niveau de la branche professionnelle des Industries Électriques et Gazières, les principaux accords ont été les suivants :

- en matière de rémunération globale, l'année 2012 a été couverte par un accord salarial de branche signé le 24 novembre 2011 par la CFDT, la CFE-CGC et la CFTC. Cet accord a fixé les mesures d'augmentations générales applicables aux salariés de la branche ;
- parallèlement, la concertation a permis de faire évoluer le dispositif de versement trimestriel des pensions des Industries Électriques et Gazières vers un versement mensuel à compter du 1^{er} avril 2013 et de transférer aux caisses d'allocations familiales, dès janvier 2013, la gestion de l'ensemble des prestations familiales légales ;
- la concertation engagée depuis 2011 pour l'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 a été menée à son terme, et les nouvelles dispositions ont été appliquées en 2012. En avril 2012, un avenant à l'accord relatif à la formation professionnelle continue dans la branche a été signé par les fédérations syndicales CFDT, CFE-CGC, CFTC et CGT-FO.

Les deux tentatives de négociation d'un protocole électoral pour l'élection des administrateurs de la Caisse d'activités sociales (CAS) ont, en revanche, échoué, faute d'accord entre les fédérations syndicales.

À l'international, le dialogue social a principalement porté sur :

- la 1^{re} convention collective signée en Chine ;
- le temps de travail (EDF Luminus) ;
- la restructuration et les plans sociaux associés (Edison, Fenice, BEZrt) ;
- la Responsabilité d'entreprise (BEZrt) ;
- les salaires (BEZrt, SSE) ;
- la prise en compte d'évolutions législatives (SSE) ;
- les retraites et le « Supporting Excellence Programme », qui vise à améliorer l'organisation des fonctions supports (EDF Energy) ;
- la signature d'un accord entre les organisations syndicales d'EDF Polska et le *management* au sujet des conditions sociales de la fusion entre EDF Rybnik, EDF Krakow, « EDF Polska Centrala », « EDF Polska CUW ».

Enfin, un événement marquant de l'année 2012 fut le lancement de la 1^{re} enquête d'engagement interne menée au niveau mondial au sein du

groupe EDF. Cette enquête, intitulée « My EDF », est un outil précieux de dialogue entre le *management* et les salariés, puisque ces derniers ont eu la possibilité d'exprimer leur avis et leurs attentes concernant les politiques et moyens mis en place au sein de leur société et les actions nécessaires pour progresser ensemble. Plus de 85 000 salariés du Groupe ont répondu à cette enquête.

17.5.3.2 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 Industries Électriques et Gazières (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 trois 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, quatre organisations syndicales restent représentatives au niveau d'EDF (CGT, CFDT, CFE-CGC et CGT-FO). Les prochaines élections sont prévues en novembre 2013.

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 1^{er} 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.

La 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 2012, le montant comptabilisé par EDF et ERDF au titre du 1 % est respectivement de 196 millions d'euros et 104 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 37,8 millions d'euros en 2012 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.

À la suite de la sollicitation par les pouvoirs publics des employeurs de la branche professionnelle des IEG, la concertation avec les partenaires sociaux sur la question du financement, du contrôle et de la gouvernance des activités sociales est en cours.

1. Gestion prévisionnelle des emplois et des compétences.

17.6 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 34 membres titulaires et est informé sur les stratégies économique, financière et sociale du Groupe. En application 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 s'est réuni deux fois au cours de l'exercice écoulé, avec, pour la première fois, la présence des représentants des salariés italiens.

Le Comité de Groupe France

Un accord relatif à la création du Comité de Groupe France a été signé le 1^{er} septembre 2008 par les cinq organisations syndicales représentatives. Afin de procéder au renouvellement de l'instance, un accord relatif à la configuration du Groupe France EDF a été signé par trois organisations syndicales (CFDT, CGT, CGT-FO) le 6 mars 2012. Regroupant 28 élus des principales sociétés du groupe (EDF, ERDF, RTE, Tiru, Fahrenheit...), ce Comité est un lieu d'intégration à l'échelle France de la concertation. Le Comité de Groupe s'est réuni à quatre reprises en 2012.

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 les organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les quatre fédérations syndicales internationales du secteur d'activité.

Cet accord a permis 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 quatre 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.

Respect des droits humains

Les mesures actuelles de contrôle et de vérification du respect des droits humains apparaissent suffisantes pour la majorité des sociétés du groupe EDF : mise en conformité des process RH, codes de conduites et règlements intérieurs, audits et auto-diagnostics des pratiques. En complément des voies de recours classiques (*management*, filière RH, représentants des salariés), des dispositifs d'alerte sont mis à disposition des salariés en cas de difficultés dans la plupart des sociétés (délégué éthique, *Ombudsman*, Comité éthique, numéros verts...).

Chez Électricité de Strasbourg par exemple, une « Charte pour lutter ensemble contre le harcèlement et les violences au travail » est annexée aux règlements intérieurs des sociétés du groupe Électricité de Strasbourg depuis octobre 2011. Outre un rappel des risques encourus par les contrevenants aux obligations légales en la matière, cette charte définit le dispositif précontentieux mis en place dans le groupe Électricité de Strasbourg en cas d'agissements hostiles.

Un nouveau Code éthique de Groupe a été défini en 2012 et est en cours de déploiement pour l'ensemble des salariés des sociétés du Groupe de tous horizons et de tout métier.

Des sociétés ont par ailleurs pris des mesures complémentaires en 2012. Edison a ainsi défini en 2012 une nouvelle procédure d'évaluation et de contrôle du respect des droits humains, applicable sur l'ensemble de ses sites. EDF Energy a renforcé en 2012 son code éthique, notamment sur les thèmes relatifs à la prévention des discriminations, du harcèlement et de la santé des salariés.

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 2012, les membres du Conseil d'administration de la Société détenaient un total de 1 213 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2012	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2011
Henri PROGLIO ⁽¹⁾	51	51
Christine CHABAUTY ⁽²⁾	55	50
Philippe CROUZET ⁽¹⁾	200	200
Mireille FAUGÈRE ⁽¹⁾	106	106
Alexandre GRILLAT ⁽²⁾	355	328
Michael JAY ⁽¹⁾	200	200
Bruno LAFONT ⁽¹⁾	150	150
Philippe MAÏSSA ⁽¹⁾	39	39
Pierre MARIANI ⁽¹⁾	1	1
Marie-Hélène MEYLING ⁽¹⁾	28	28
Maxime VILLOTA ⁽²⁾	28	26
TOTAL	1 213	1 179

(1) Actions détenues en propre.

(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

M^{me} Lepetit, MM. Azéma, Dubertret, d'Escatha, Loos, Rignac et Sellal ne détenaient aucune action EDF au 31 décembre 2012.

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 2012 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.

18 Principaux actionnaires

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 31/12/2012			Situation au 31/12/2011			Situation au 31/12/2010		
	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	84,54	1 561 222 705	84,44	84,50	1 561 973 336	84,48	84,51
Institutionnels et particuliers	251 350 774	13,59	13,61	252 420 651	13,65	13,66	242 118 351	13,10	13,10
Actionnariat salarié	34 131 850 ⁽¹⁾	1,85	1,85	34 047 712 ⁽²⁾	1,84	1,84	44 226 374 ⁽³⁾	2,39	2,39
Actions autodétenues	2 161 333	0,12	–	1 175 594	0,07	–	548 601	0,03	–
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, 29 042 964 actions (représentant 1,57 % 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 5,1 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, 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.

(3) 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.

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 2012, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date. Le tableau ci-après fait apparaître cette répartition au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2011 :

	Au 31 décembre 2012		Au 31 décembre 2011	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État	1 561 222 705	84,44	1 561 222 705	84,44
Institutionnels Europe hors France	73 587 074	3,98	86 958 349	4,70
Institutionnels reste du monde	64 380 889	3,48	56 525 378	3,06
Institutionnels France	53 297 374	2,88	56 721 741	3,07
Actionnaires individuels	60 085 437	3,25	52 215 183	2,82
Actionnariat salarié	34 131 850	1,85	34 047 712	1,84
Autodétention	2 161 333	0,12	1 175 594	0,07
TOTAL	1 848 866 662	100,00	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 de la Société. En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.



Crédit photo © EDF – Philippe Eranian

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 2012 figure dans la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit en annexe C du présent document de référence.

Relations avec l'État

Au 31 décembre 2012, l'État détenait 84,44 % du capital social et 84,54 % des droits de vote d'EDF. L'État doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. L'État dispose ainsi de la faculté, en tant qu'actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires et en particulier de déterminer l'issue du vote des actionnaires pour toute question relevant de la compétence de l'Assemblée générale.

Les réglementations applicables à EDF en tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État sont décrites à la section 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 2012.

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 »), et enfin dans la note 49 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Relations avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions conclues avec RTE sont décrites dans la note 23 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

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	267
<i>Comptes consolidés au 31 décembre 2012</i>	268
Comptes de résultat consolidés	268
États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	269
Bilans consolidés	270
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	272
Variations des capitaux propres consolidés	273
Annexe aux comptes consolidés	276
20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	366
20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes	368
20.4 Politique de distribution de dividendes	369
20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices	369
20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré	369
20.4.3 Délai de prescription	369
20.5 Procédures judiciaires et arbitrages	369
20.5.1 Procédures concernant EDF	369
20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF	372
20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2012	376
20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	376

20.1 Informations financières historiques

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 2011 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 289 à 385) et 20.2 (pages 386 et 387) du document de référence 2011 du groupe EDF ;

- 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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 30 mai 2013.

Comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2012	2011 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	72 729	65 307
Achats de combustible et d'énergie	8	(37 098)	(30 195)
Autres consommations externes	9	(10 087)	(9 931)
Charges de personnel	10	(11 624)	(10 802)
Impôts et taxes	11	(3 287)	(3 101)
Autres produits et charges opérationnels	12	5 451	3 661
Excédent brut d'exploitation		16 084	14 939
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		(69)	(116)
Dotations aux amortissements		(6 849)	(6 285)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(164)	(221)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(752)	(640)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(5)	775
Résultat d'exploitation		8 245	8 452
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(2 443)	(2 271)
Effet de l'actualisation	15.2	(3 285)	(3 064)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 366	1 555
Résultat financier	15	(3 362)	(3 780)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		4 883	4 672
Impôts sur les résultats	16	(1 586)	(1 336)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	23	260	51
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 557	3 387
Dont résultat net - part du Groupe		3 316	3 148
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		241	239
Résultat net part du Groupe par action en euro :	17		
Résultat par action		1,80	1,70
Résultat dilué par action		1,80	1,70

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).

États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

	Notes	2012			2011 ⁽¹⁾		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>							
Résultat net consolidé		3 316	241	3 557	3 148	239	3 387
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽²⁾		937	-	937	(660)	-	(660)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt		(351)	-	(351)	176	-	176
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	36.2.2	586	-	586	(484)	-	(484)
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽²⁾		(782)	20	(762)	(1 303)	43	(1 260)
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt		160	(9)	151	275	(14)	261
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	41.4	(622)	11	(611)	(1 028)	29	(999)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute		(4 952)	54	(4 898)	(768)	(23)	(791)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôts		657	(13)	644	268	2	270
Variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi		(4 295)	41	(4 254)	(500)	(21)	(521)
Écarts de conversion		446	82	528	578	35	613
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres		(3 885)	134	(3 751)	(1 434)	43	(1 391)
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES		(569)	375	(194)	1 714	282	1 996

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).

(2) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4.

Bilans consolidés

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2012	31/12/2011 ⁽¹⁾
Goodwill	18	10 412	11 648
Autres actifs incorporels	19	7 625	4 702
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	47 222	45 501
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 182	6 022
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	67 838	60 445
Participations dans les entreprises associées	23	7 555	7 544
Actifs financiers non courants	36	30 471	24 260
Impôts différés actifs	16.3	3 487	3 159
Actif non courant		181 792	163 281
Stocks	24	14 213	13 581
Clients et comptes rattachés	25	22 497	20 908
Actifs financiers courants	36	16 433	16 980
Actifs d'impôts courants		582	459
Autres débiteurs	26	8 486	10 309
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	5 874	5 743
Actif courant		68 085	67 980
Actifs détenus en vue de leur vente	46	241	701
TOTAL DE L'ACTIF		250 118	231 962

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012	31/12/2011 ⁽¹⁾
Capital	27	924	924
Réserves et résultats consolidés		24 934	27 559
Capitaux propres - part du Groupe		25 858	28 483
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		4 854	4 189
Total des capitaux propres	27	30 712	32 672
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	29	39 185	37 198
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 090	809
Provisions pour avantages du personnel	31	19 540	14 611
Autres provisions	32	1 873	1 338
Provisions non courantes	28	61 688	53 956
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	42 551	41 769
Passifs financiers non courants	38.1	46 980	42 688
Autres créiteurs non courants	35	4 218	4 989
Impôts différés passifs	16.3	5 601	4 479
Passif non courant		161 038	147 881
Provisions courantes	28	3 894	4 062
Fournisseurs et comptes rattachés	34	14 643	13 681
Passifs financiers courants	38.1	17 521	12 789
Dettes d'impôts courants		1 224	571
Autres créiteurs courants	35	21 037	19 900
Passif courant		58 319	51 003
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	49	406
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		250 118	231 962

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2012	2011 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		4 883	4 672
Pertes de valeur (reprises)		752	640
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		9 197	7 210
Produits et charges financiers		944	1 117
Dividendes reçus des entreprises associées		201	334
Plus ou moins-values de cession		(443)	(737)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	(2 390)	(1 785)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		13 144	11 451
Frais financiers nets décaissés		(1 634)	(1 623)
Impôts sur le résultat payés		(1 586)	(1 331)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		9 924	8 497
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie acquise/cédée ⁽²⁾		20	3 624
Investissements incorporels et corporels	43.2	(13 386)	(11 134)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		748	497
Variations d'actifs financiers		(1 792)	222
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(14 410)	(6 791)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		(1 038)	(1 324)
Dividendes versés par EDF	27.3	(2 125)	(2 122)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(230)	(261)
Achats/ventes d'actions propres	27.2	(15)	(14)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(3 408)	(3 721)
Émissions d'emprunts		12 431	5 846
Remboursements d'emprunts		(4 869)	(4 071)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		190	194
Subventions d'investissement reçues		313	161
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		8 065	2 130
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		4 657	(1 591)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		171	115
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		171	115
Incidence des variations de change		(44)	54
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		38	44
Incidence des reclassements		(34)	(37)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	5 874	5 743

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2011 ont été retraitées de l'impact lié au changement de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).

(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 2012, les décaissements liés aux transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle intègrent l'acquisition d'intérêts complémentaires dans le groupe Edison suite à l'offre publique obligatoire finalisée le 6 septembre 2012 pour (869) millions d'euros, et dans ERSA suite à l'acquisition de la participation d'EnBW dans cette filiale le 16 février 2012 pour (252) millions d'euros (voir respectivement notes 3.1 et 5.1.1).

En 2011, l'acquisition d'intérêts complémentaires dans EDF Énergies Nouvelles représente un montant de (1 462) millions d'euros.

Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽¹⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total Capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 31/12/2010	924	(19)	543	400	29 469	31 317	5 586	36 903
Retraitements liés au changement de méthode comptable ⁽²⁾	-	-	26	-	(1 697)	(1 671)	(121)	(1 792)
Capitaux propres au 31/12/2010 retraités	924	(19)	569	400	27 772	29 646	5 465	35 111
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres	-	-	578	(1 512)	(500)	(1 434)	43	(1 391)
Résultat net	-	-	-	-	3 148	3 148	239	3 387
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	578	(1 512)	2 648	1 714	282	1 996
Augmentation de capital d'EDF ⁽³⁾	6	(324)	-	-	300	(18)	-	(18)
Réduction de capital d'EDF ⁽³⁾	(6)	324	-	-	(318)	-	-	-
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 122)	(2 122)	(262)	(2 384)
Achats/ventes d'actions propres	-	(7)	-	-	-	(7)	-	(7)
Autres variations ⁽⁴⁾	-	-	-	39	(769)	(730)	(1 296)	(2 026)
Capitaux propres au 31/12/2011 retraités	924	(26)	1 147	(1 073)	27 511	28 483	4 189	32 672
Produits et charges comptabilisés en capitaux propres	-	-	446	(36)	(4 295)	(3 885)	134	(3 751)
Résultat net	-	-	-	-	3 316	3 316	241	3 557
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	-	-	446	(36)	(979)	(569)	375	(194)
Dividendes distribués	-	-	-	-	(2 125)	(2 125)	(231)	(2 356)
Achats/ventes d'actions propres	-	(7)	-	-	-	(7)	-	(7)
Autres variations ⁽⁵⁾	-	-	-	-	76	76	521	597
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2012	924	(33)	1 593	(1 109)	24 483	25 858	4 854	30 712

(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 de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(2) Les données publiées au 31 décembre 2011 et au 31 décembre 2010 ont été retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).

(3) 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.

(4) 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.

(5) En 2012, les autres variations attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle correspondent à hauteur de 406 millions d'euros aux effets de la prise de contrôle d'Edison et de l'offre publique obligatoire (détenue à 97,4% au 31 décembre 2012), dont 266 millions d'euros de minoritaires indirects (voir note 3.1).

Sommaire

Annexe aux comptes consolidés

Note 1	Référentiel comptable du Groupe	277	Note 13.	Pertes de valeur/reprises	305
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	277	13.1	Pertes de valeur par catégories d'immobilisations	305
1.2	Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2012	277	13.2	Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur	305
1.3	Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	278	Note 14	Autres produits et charges d'exploitation	307
Note 2.	Comparabilité des exercices	290	Note 15	Résultat financier	307
2.1	Changement de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi	290	15.1	Coût de l'endettement financier brut	307
2.2	Impact sur le compte de résultat 2011	290	15.2	Effet de l'actualisation	308
2.3	Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres 2011	291	15.3	Autres produits et charges financiers	308
2.4	Impact sur le bilan au 31 décembre 2011	292	Note 16	Impôts sur les résultats	309
2.5	Impact sur le bilan au 31 décembre 2010	293	16.1	Ventilation de la charge d'impôt	309
2.6	Impact sur le tableau de flux de trésorerie 2011	294	16.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	309
Note 3.	Opérations et événements majeurs	295	16.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	310
3.1	Edison – prise de contrôle par le groupe EDF	295	16.4	Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature	310
3.2	Edison – négociations des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz	298	Note 17	Résultat net et résultat net dilué par action	311
3.3	Évolutions relatives au projet EPR Flamanville 3	298			
3.4	Opérations et événements majeurs de l'exercice 2011	298	ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES	312	
Note 4.	Évolutions réglementaires en France	299	Note 18	Goodwill	312
4.1	Accord sur le recouvrement des déficits liés à la CSPE	299	18.1	Variation des goodwill	312
4.2	Loi NOME - décision de la Commission européenne	299	18.2	Répartition des goodwill par secteur opérationnel	312
Note 5.	Évolutions du périmètre de consolidation	299	Note 19	Autres actifs incorporels	313
5.1	Pologne	299	Note 20	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	313
5.2	Photowatt/PV Alliance	300	20.1	Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	313
5.3	Enerest	300	20.2	Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	314
Note 6.	Informations sectorielles	300	Note 21	Immobilisations en concessions des autres activités	314
6.1	Informations par secteurs opérationnels	300	21.1	Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités	314
6.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	301	21.2	Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)	315
COMPTE DE RÉSULTAT	302		Note 22	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	315
Note 7.	Chiffre d'affaires	302	22.1	Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	315
Note 8.	Achats de combustible et d'énergie	302	22.2	Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	316
Note 9.	Autres consommations externes	302	22.3	Contrats de location-financement	316
Note 10.	Charges de personnel	303	Note 23	Participations dans les entreprises associées	317
10.1	Charges de personnel	303	23.1	RTE Réseau de Transport d'électricité (RTE)	317
10.2	Effectifs moyens	303	23.2	Alpiq	317
Note 11.	Impôts et taxes	303	Note 24	Stocks	318
Note 12.	Autres produits et charges opérationnels	304			
12.1	Subventions d'exploitation	304			
12.2	Produit/charge net(te) lié(e) au mécanisme TaRTAM	304			
12.3	Résultat de cession d'immobilisations	304			
12.4	Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	304			
12.5	Autres produits et charges	304			

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, consolidées par intégration globale, les comptes des sociétés contrôlées conjointement (co-entreprises) consolidées par intégration proportionnelle ainsi que les comptes des sociétés dans lesquelles la Société exerce une influence notable (entreprises associées) consolidées 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 2012 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 13 février 2013. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 30 mai 2013.

➤ 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 2012 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2012. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives 2011 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées de l'impact lié au changement de méthode de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi (voir note 2).

1.2 Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2012

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2012 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2011, à l'exception des changements mentionnés ci-après.

1.2.1 Évolutions comptables mises en œuvre dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2012

■ **Modification de l'option comptable retenue par le Groupe relative à la comptabilisation des écarts actuariels sur avantages du personnel postérieurs à l'emploi**

Conformément à IAS 19, les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes à prestations définies postérieurs à l'emploi peuvent être comptabilisés :

- soit en contrepartie du résultat pour la totalité ou pour une fraction déterminée selon la méthode du corridor, méthode appliquée par le Groupe jusqu'au 31 décembre 2011 ;
- soit en contrepartie des autres éléments du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres, pour leur totalité.

Le Groupe a décidé de retenir l'option de comptabilisation des écarts actuariels pour les avantages postérieurs à l'emploi dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres à compter du 1^{er} janvier 2012. Le Groupe considère que cette modification permet d'améliorer la compréhension et la lisibilité des informations relatives aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

Ce changement de méthode est comptabilisé de façon rétrospective, conformément à IAS 8. La description de ce changement de méthode comptable et ses principaux effets chiffrés sont présentés en note 2.

■ **Informations à fournir sur les transferts d'actifs financiers**

L'amendement à IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir – Transferts d'actifs financiers » adopté par l'Union européenne en 2011 est d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2012.

En application de cet amendement, le groupe EDF indique désormais dans ses états financiers, des informations supplémentaires relatives aux transferts d'actifs financiers décomptabilisés afin de permettre à ses lecteurs d'évaluer la nature de l'implication du Groupe dans ces actifs décomptabilisés et les risques en résultant.

La norme IFRS 7 étant relative aux informations à fournir, l'amendement n'a pas d'impact sur les méthodes comptables appliquées dans les comptes consolidés.

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne en 2012 dont l'application n'est pas obligatoire et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation

Le Groupe mène actuellement une analyse pour identifier les impacts des 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 ».

Par ailleurs, les analyses menées à date par le Groupe ont permis de conclure qu'il n'existe pas d'impact significatif dans les comptes consolidés du fait de l'application future des textes suivants :

- la norme IFRS 13 « Évaluation de la juste valeur » ;
- l'interprétation IFRIC 20 intitulée « Frais de découverte 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 du 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.

1.2.3 Autres textes qui ne font pas l'objet d'une application anticipée 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 2013 :

- les amendements à IFRS 1 « Prêts gouvernementaux » ;
- les améliorations annuelles des IFRS (2009-2011) ;
- les amendements à IFRS 10, 11 et 12 « Mesures transitoires » ;
- les amendements à IFRS 10, 12 et IAS 27 « Entités d'investissements ».

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 publié une nouvelle norme IFRS 9 « Instruments financiers – Phase 1 Classification et évaluation » en novembre 2009, puis une version amendée en octobre 2010. En décembre 2011, la date d'entrée en vigueur de cette nouvelle norme a été repoussée au 1^{er} janvier 2015. Cette norme n'est donc pas applicable au 31 décembre 2012.

1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Jugements et estimations de la direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

1.3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses 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 29.1.5.

1.3.2.2 Engagement de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation 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 2012 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2012 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.

1.3.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macro-économiques et sectorielles retenues

– notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 13.

1.3.2.4 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.2.5 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.6 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité. Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.24. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.7 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.8 Autres jugements

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.3 Méthodes de consolidation

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 1^{er} 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.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les flux liés aux opérations d'exploitation sont présentés selon la méthode indirecte.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

Les états financiers du Groupe sont présentés en euros - 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 arrêts 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 livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading) sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.8 Impôt 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 variations d'écart actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

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 souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

1.3.10 Regroupements d'entreprises

Depuis le 1^{er} 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 1.3.15.

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 immobilisations incorporelles 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.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de la durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéfinie ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amorties 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 1.3.27);
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3 révisée, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives.

1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année 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 des unités de production (UOP - « *Unit Of Production method* »).

1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France;
- immobilisations en concessions des autres activités;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.12.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Les 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 1.3.21).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

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 :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires;
- 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 sur la durée de vie résiduelle 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 d'inspections majeures qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

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.

1.3.12.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- barrages hydroélectriques : 75 ans
- matériel électromécanique des usines hydroélectriques : 50 ans
- centrales thermiques à flamme : 25 à 45 ans
- installations de production nucléaire
 - France : 40 ans
 - autres pays : 35 à 60 ans
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) : 20 à 50 ans
- installations éoliennes et photovoltaïques : 20 à 25 ans

En 2012, les durées d'amortissement de certaines installations de production nucléaire du Royaume-Uni ont été prolongées de 5 et 7 ans.

1.3.13 Contrats de concession

1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour les accords publics de services contractuels, l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », appliquée par le groupe EDF depuis le 1^{er} janvier 2010, a un impact limité sur les états financiers du Groupe.

En effet, pour la majeure partie de ses contrats de concessions, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes);
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État;
- la concession du réseau public de transport dont le concédant est l'État.

1.3.13.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

■ Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé 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 (mis à jour en 2007).

■ 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 concessions de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concedant.

1.3.13.2.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations 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 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.

1.3.13.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la mise en équivalence de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.2.4 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 ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (note 1.3.11).

1.3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;
- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit 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.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

À chaque arrêté, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT intégrant un goodwill ou un actif incorporel à durée de vie indéfinie.

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 à 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 validés 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.

1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations 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.

1.3.16.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenus au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;

- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

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.

1.3.16.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération car :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- ou il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- ou le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (trading) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de trading, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « Juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
 - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
 - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.3 Prêts et créances financiers

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.

1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque arrêté, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes, pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.16.1.5 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée du passif financier.

1.3.16.1.6 Instruments financiers dérivés

■ Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes 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.

■ Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de trading, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

■ 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 et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient la typologie de couverture suivante :

(A) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la

composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables pour lesquels 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.

1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

1.3.16.2.1 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.

1.3.16.2.2 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.

1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent ; ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.16.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

1.3.17 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de trading 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.

1.3.17.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période, dans la mesure où la fabrication/production de ces stocks s'étend sur une courte 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.

1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Hors activités de trading, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en retenant les coûts d'achat directs et indirects. Les stocks détenus dans le cadre d'activités de trading sont évalués en valeur de marché.

Les dépréciations constatées 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 relatifs aux différents dispositifs environnementaux sont également enregistrés dans les autres stocks (voir note 1.3.27).

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme 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 ».

1.3.20 Capitaux propres

1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

1.3.20.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.20.3 Actions propres

Les actions propres sont des titres 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.

1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;

- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

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,
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Les provisions 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 de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en variation des actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision, pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

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.

1.3.22 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail...).

1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des conditions économiques propres à chacun des pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, cette méthode d'évaluation tient compte en particulier des données suivantes :

- des salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables (service actif, nombre d'enfants 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 durée 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 durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les avantages postérieurs à l'emploi, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels générés par les modifications d'hypothèses actuarielles (taux d'actualisation, mortalité, âge de départ en retraite...) sont immédiatement reconnus dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres, en application de l'option donnée par la norme IAS 19 (2008).

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.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge nette 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 lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes ;
- la variation des écarts actuariels relatifs aux avantages à long terme.

1.3.22.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

1.3.22.2.1 Filiales françaises relevant du régime des IEG

Les filiales qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie

du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, ERDF, RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Électricité de Strasbourg et certaines filiales du sous-groupe Tiru.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail - maladies professionnelles, du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIÉG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIÉG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité Sociale et de l'Énergie. Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) - auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

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 1^{er} 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 CNIÉG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- Les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel (« 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 droits prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 3 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 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.

1.3.22.2 Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques, américaines et belges, et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

1.3.22.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles reversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.23 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation 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.

1.3.24 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en

droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date avec pour assiette de calcul :
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité.

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 2012 :

- Impacts sur le compte de résultat :

(en millions d'euros et avant impôt)	2012
Résultat d'exploitation	455
Résultat financier	(575)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	(120)

- Impacts bilan - capitaux propres :

(en millions d'euros et avant impôt)	2012
À l'ouverture	2 440
À la clôture	2 320

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.25 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif dans la rubrique « Autres créiteurs courants » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.26 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan. 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.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

1.3.27 Environnement

1.3.27.1 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 comptabiliser que les achats et les ventes de droits d'émission ainsi que, le cas échéant, une provision lorsque l'entité projette une position annuelle déficitaire des droits d'émission.

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 par 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 droits d'émission 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.

1.3.27.2 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 Luminus, 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.

1.3.27.3 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

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), EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals - actions permettant d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économie d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économie d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges 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 ;
- les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à date d'arrêt sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation d'EDF.

Les certificats d'économie d'énergie acquis en vue de leur vente sont enregistrés en actifs incorporels.

1.3.27.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources, représentative d'avantages économiques ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

➤ Note 2. Comparabilité des exercices

2.1 Changement de comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi

Depuis le 1^{er} janvier 2012, le Groupe comptabilise les écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes à prestations définies postérieurs à l'emploi dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres, conformément à l'option prévue dans la norme IAS 19.

Le Groupe abandonne ainsi la méthode du corridor et comptabilise dès lors tous ses écarts actuariels.

S'agissant d'un changement de méthode comptable et conformément à IAS 8, une information comparative sur l'exercice antérieur liée à l'application rétrospective de cette méthode est présentée.

L'impact sur les capitaux propres - part du Groupe - s'élève à (1 671) millions d'euros au 1^{er} janvier 2011 et à (2 087) millions d'euros au 31 décembre 2011.

L'impact au 1^{er} janvier 2011 concerne principalement les secteurs France et Royaume-Uni pour respectivement (1 010) millions d'euros et (566) millions d'euros.

2.2 Impact sur le compte de résultat 2011

(en millions d'euros)	2011 publié	Impacts option IAS 19	2011 retraité
Chiffre d'affaires	65 307	-	65 307
Achats de combustible et d'énergie	(30 195)	-	(30 195)
Autres consommations externes	(9 931)	-	(9 931)
Charges de personnel	(10 917)	115	(10 802)
Impôts et taxes	(3 101)	-	(3 101)
Autres produits et charges opérationnels	3 661	-	3 661
Excédent brut d'exploitation	14 824	115	14 939
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(116)	-	(116)
Dotations aux amortissements	(6 285)	-	(6 285)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(221)	-	(221)
(Pertes de valeur)/reprises	(640)	-	(640)
Autres produits et charges d'exploitation	724	51	775
Résultat d'exploitation	8 286	166	8 452
Coût de l'endettement financier brut	(2 271)	-	(2 271)
Effet de l'actualisation	(3 064)	-	(3 064)
Autres produits et charges financiers	1 555	-	1 555
Résultat financier	(3 780)	-	(3 780)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	4 506	166	4 672
Impôts sur les résultats	(1 305)	(31)	(1 336)
Quote-part de résultat net des entreprises associées	45	6	51
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 246	141	3 387
Dont résultat net - part du Groupe	3 010	138	3 148
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	236	3	239

2.3 Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres 2011

<i>(en millions d'euros)</i>	2011 publié	Impacts option IAS 19	2011 retraité
Résultat net consolidé	3 246	141	3 387
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - variation brute	(660)	-	(660)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente - effets d'impôt	176	-	176
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	(484)	-	(484)
Juste valeur des instruments de couverture - variation brute	(1 260)	-	(1 260)
Juste valeur des instruments de couverture - effets d'impôt	261	-	261
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(999)	-	(999)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	-	(791)	(791)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	-	270	270
Variation des écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi ⁽¹⁾	-	(521)	(521)
Écarts de conversion	676	(63)	613
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(807)	(584)	(1 391)
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	2 439	(443)	1 996

(1) Dont (500) millions d'euros attribuables à la part du Groupe.

2.4 Impact sur le bilan au 31 décembre 2011

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2011 publié	Impacts option IAS 19	31/12/2011 retraité
Goodwill	11 648	-	11 648
Autres actifs incorporels	4 702	-	4 702
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	45 501	-	45 501
Immobilisations en concessions des autres activités	6 022	-	6 022
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	60 445	-	60 445
Participations dans les entreprises associées	7 684	(140)	7 544
Actifs financiers non courants	24 517	(257)	24 260
Impôts différés actifs	2 507	652	3 159
Actif non courant	163 026	255	163 281
Stocks	13 581	-	13 581
Clients et comptes rattachés	20 908	-	20 908
Actifs financiers courants	16 980	-	16 980
Actifs d'impôts courants	459	-	459
Autres débiteurs	10 309	-	10 309
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 743	-	5 743
Actif courant	67 980	-	67 980
Actifs détenus en vue de leur vente	701	-	701
TOTAL DE L'ACTIF	231 707	255	231 962

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2011 publié	Impacts option IAS 19	31/12/2011 retraité
Capital	924	-	924
Réserves et résultats consolidés	29 646	(2 087)	27 559
Capitaux propres - part du Groupe	30 570	(2 087)	28 483
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 337	(148)	4 189
Total des capitaux propres	34 907	(2 235)	32 672
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	37 198	-	37 198
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	809	-	809
Provisions pour avantages du personnel	12 215	2 396	14 611
Autres provisions	1 338	-	1 338
Provisions non courantes	51 560	2 396	53 956
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	41 769	-	41 769
Passifs financiers non courants	42 688	-	42 688
Autres créditeurs non courants	4 989	-	4 989
Impôts différés passifs	4 479	-	4 479
Passif non courant	145 485	2 396	147 881
Provisions courantes	3 968	94	4 062
Fournisseurs et comptes rattachés	13 681	-	13 681
Passifs financiers courants	12 789	-	12 789
Dettes d'impôts courants	571	-	571
Autres créditeurs courants	19 900	-	19 900
Passif courant	50 909	94	51 003
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	406	-	406
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	231 707	255	231 962

2.5 Impact sur le bilan au 31 décembre 2010

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2010 publié	Impacts option IAS 19	31/12/2010 retraité
Goodwill	12 028	-	12 028
Autres actifs incorporels	4 616	-	4 616
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	43 905	-	43 905
Immobilisations en concessions des autres activités	6 027	-	6 027
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	57 268	-	57 268
Participations dans les entreprises associées	7 854	(107)	7 747
Actifs financiers non courants	24 921	(173)	24 748
Impôts différés actifs	2 125	452	2 577
Actif non courant	158 744	172	158 916
Stocks	12 685	-	12 685
Clients et comptes rattachés	19 524	-	19 524
Actifs financiers courants	16 788	-	16 788
Actifs d'impôts courants	525	-	525
Autres débiteurs	9 319	-	9 319
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4 829	-	4 829
Actif courant	63 670	-	63 670
Actifs détenus en vue de leur vente	18 145	20	18 165
TOTAL DE L'ACTIF	240 559	192	240 751

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2010 publié	Impacts option IAS 19	31/12/2010 retraité
Capital	924	-	924
Réserves et résultats consolidés	30 393	(1 671)	28 722
Capitaux propres - part du Groupe	31 317	(1 671)	29 646
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 586	(121)	5 465
Total des capitaux propres	36 903	(1 792)	35 111
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	35 630	-	35 630
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	753	-	753
Provisions pour avantages du personnel	11 745	1 845	13 590
Autres provisions	1 337	-	1 337
Provisions non courantes	49 465	1 845	51 310
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	41 161	-	41 161
Passifs financiers non courants	40 646	-	40 646
Autres créiteurs non courants	4 965	-	4 965
Impôts différés passifs	4 894	-	4 894
Passif non courant	141 131	1 845	142 976
Provisions courantes	5 010	68	5 078
Fournisseurs et comptes rattachés	12 805	-	12 805
Passifs financiers courants	12 766	-	12 766
Dettes d'impôts courants	396	-	396
Autres créiteurs courants	18 674	-	18 674
Passif courant	49 651	68	49 719
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	12 874	71	12 945
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	240 559	192	240 751

2.6 Impact sur le tableau de flux de trésorerie 2011

<i>(en millions d'euros)</i>	2011 publié	Impacts option IAS 19	2011 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	4 506	166	4 672
Pertes de valeur (reprises)	640	-	640
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	7 325	(115)	7 210
Produits et charges financiers	1 117	-	1 117
Dividendes reçus des entreprises associées	334	-	334
Plus ou moins-values de cession	(686)	(51)	(737)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 785)	-	(1 785)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	11 451	-	11 451
Frais financiers nets décaissés	(1 623)	-	(1 623)
Impôts sur le résultat payés	(1 331)	-	(1 331)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	8 497	-	8 497
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	3 624	-	3 624
Investissements incorporels et corporels	(11 134)	-	(11 134)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	497	-	497
Variations d'actifs financiers	222	-	222
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(6 791)	-	(6 791)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	(1 324)	-	(1 324)
Dividendes versés par EDF	(2 122)	-	(2 122)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(261)	-	(261)
Achats/ventes d'actions propres	(14)	-	(14)
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(3 721)	-	(3 721)
Émissions d'emprunts	5 846	-	5 846
Remboursements d'emprunts	(4 071)	-	(4 071)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	194	-	194
Subventions d'investissement reçues	161	-	161
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	2 130	-	2 130
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
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	5 567	-	5 567
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)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 743	-	5 743

➤ Note 3. Opérations et événements majeurs

3.1 Edison – prise de contrôle par le groupe EDF

3.1.1 Description des opérations

Suite à la levée des conditions suspensives, le groupe EDF a finalisé le 24 mai 2012 avec ses partenaires italiens l'opération de prise de contrôle du groupe d'énergie Edison. Dans ses principes, l'accord final est conforme à l'accord préliminaire signé le 26 décembre 2011 entre les parties.

Le Groupe prend ainsi le contrôle d'Edison le 24 mai 2012 en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans Transalpina di Energia (TdE) (50 %) pour un montant total de 784 millions d'euros, correspondant à un prix négocié de 0,89 euro par action Edison.

Au terme de cette opération, le Groupe détenait 78,96 % du capital et 80,64 % des droits de vote d'Edison.

Simultanément à la prise de contrôle d'Edison par le Groupe, Delmi a pris le contrôle d'Edipower en acquérant les participations d'Edison (50 %) et d'Alpiq (20 %) dans Edipower, pour un prix total de 884 millions d'euros. Par ailleurs, un contrat à long terme (6 ans) de fourniture de gaz a été signé entre Edison et Edipower pour couvrir 50 % des besoins en gaz de cette dernière.

Conformément aux dispositions de la réglementation boursière italienne, le groupe EDF a lancé le 2 juillet 2012 une offre publique obligatoire sur Edison à un prix de 0,89 euro par action ordinaire. Les actions sans droit de vote n'ont pas fait l'objet d'une offre.

976 306 145 actions ordinaires – correspondant à un montant de 869 millions d'euros – ont été apportées par les actionnaires minoritaires dans le cadre de cette offre clôturée le 6 septembre 2012. Le coût supplémentaire qui résulte du relèvement de cette offre par rapport au prix de 0,84 euro par action envisagé dans l'accord préliminaire du 26 décembre 2011 – soit 48 millions d'euros au total – a été supporté à parts égales par le groupe EDF et Delmi.

Entre le 2 et le 30 novembre 2012, il a également été proposé aux actionnaires minoritaires d'Edison une conversion de leurs actions sans droit de vote (« *saving shares* ») en actions ordinaires. À l'issue de la période, 437 573 actions sans droit de vote ont été converties en actions ordinaires.

Au 31 décembre 2012, suite à la clôture de l'offre publique obligatoire et de l'offre de conversion des actions sans droit de vote, le groupe EDF détient 97,40 % du capital et 99,48 % des droits de vote d'Edison.

La réglementation boursière italienne ne prévoit pas d'engagement du groupe EDF à acquérir les actions Edison restant détenues par des actionnaires minoritaires à l'issue de l'offre publique obligatoire.

En application de la loi italienne, les actions ordinaires Edison ne sont plus cotées depuis le 11 septembre 2012.

3.1.2 Traitement comptable de l'opération

L'opération est traitée comptablement en deux temps :

- prise de contrôle d'Edison et de TdE via le rachat de la participation de TdE à Delmi ;
- acquisition d'intérêts minoritaires d'Edison via l'offre publique obligatoire.

3.1.2.1 Traitement comptable de la prise de contrôle d'Edison et TdE

Le rachat de 50 % de TdE à Delmi se traduit par la prise de contrôle du groupe Edison et de TdE à la date du 24 mai 2012. Bien que l'offre publique obligatoire sur Edison lancée le 2 juillet 2012 soit une conséquence inévitable

de l'acquisition de TdE du fait de la réglementation boursière italienne, elle constitue sur le plan comptable une transaction distincte de la prise de contrôle d'Edison dans la mesure où :

- les actionnaires minoritaires gardent la liberté d'accepter ou non cette offre ;
- le contrôle est acquis dès le 24 mai 2012 indépendamment du nombre de titres apportés par les actionnaires minoritaires dans le cadre de l'offre et il ne peut pas être remis en cause.

Par conséquent, conformément à la norme IFRS 3 révisée (IFRS 3), les actifs et les passifs identifiables repris d'Edison et de TdE ont été comptabilisés à leur juste valeur à la date de prise du contrôle. Les participations ne donnant pas le contrôle ont été évaluées sur option à la juste valeur en application de la méthode du « goodwill total ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 3, les valeurs ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

La quote-part de coût de l'offre publique obligatoire supportée par Delmi a été considérée comme une clause d'ajustement du prix d'acquisition de la participation dans TdE/Edison.

Ainsi, l'application d'IFRS 3 à la prise de contrôle d'Edison et TdE se traduit dans les comptes consolidés du Groupe par les éléments suivants :

- un résultat de cession, résultant d'une nouvelle évaluation de la quote-part antérieurement détenue à la juste valeur « market participant »¹ à la date de prise du contrôle, de (1 090) millions d'euros ;
- un écart d'acquisition négatif (« goodwill négatif ») de 1 023 millions d'euros.

Par ailleurs, suite au relèvement du prix de cession à Delmi de la participation d'Edison dans Edipower dans le cadre de l'accord préliminaire du 26 décembre 2011, une reprise de perte de valeur a été comptabilisée sur l'exercice 2012 en résultat pour un montant de 39 millions d'euros (en quote-part EDF). Enfin, des frais d'acquisition pour un montant avant impôt de (30) millions d'euros ont été enregistrés sur l'exercice 2012.

L'ensemble de ces impacts financiers résultant de l'opération de prise de contrôle d'Edison et TdE génère ainsi une charge de (58) millions d'euros enregistrée dans le compte de résultat consolidé de l'exercice 2012 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ».

3.1.2.2 Traitement comptable de l'acquisition d'intérêts minoritaires d'Edison

L'acquisition d'intérêts minoritaires du groupe Edison via l'offre publique obligatoire constitue sur le plan comptable une transaction distincte de la prise de contrôle d'Edison (voir 3.1.2.1). Conformément à la norme IAS 27 amendée, elle a par conséquent été comptabilisée comme une transaction entre actionnaires et la différence entre le prix payé (y compris les frais liés à l'opération) et la quote-part d'actif net acquise est comptabilisée en capitaux propres pour un montant de (24) millions d'euros.

3.1.3 Détermination du résultat de cession de la quote-part antérieurement détenue

En application de la norme IFRS 3, un résultat de cession, correspondant à la différence entre la valeur nette consolidée et la juste valeur « market participant » de la participation du Groupe dans les sous-groupes Edison et TdE à la date de prise de contrôle, est enregistré.

La juste valeur « market participant » correspond à la valeur de l'action Edison sur le marché, soit le prix de la transaction avec Delmi et les actionnaires minoritaires via l'offre publique obligatoire lancée le 2 juillet 2012 (0,89 euro par action).

1. La juste valeur « market participant » est le montant pour lequel un actif pourrait être échangé entre parties bien informées, consentantes et agissant dans des conditions de concurrence normale.

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

Comptes consolidés

Le résultat de cession est comptabilisé sur l'exercice 2012 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ». Il a été déterminé comme suit.

(en millions d'euros)

(A) Juste valeur « market participant » ⁽¹⁾	1 709
(B) Valeur nette comptable des participations antérieurement détenues	2 804
(C) Effet de recyclage des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	5
(A-B+C) RÉSULTAT DE CESSION	(1 090)

(1) La juste valeur « market participant » est le montant pour lequel un actif pourrait être échangé entre parties bien informées, consentantes et agissant dans des conditions de concurrence normale.

ACTIF

(en millions d'euros)

	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Goodwill	2 859	(2 859)	-(1)
Autres actifs incorporels	1 436	1 721	3 157 ⁽²⁾
Immobilisations corporelles	5 222	1 306	6 528 ⁽³⁾
Participations dans les entreprises associées	49	-	49
Actifs financiers	815	-	815
Impôts différés actifs	111	-	111
Stocks	324	-	324
Clients et comptes rattachés	3 157	-	3 157
Actifs d'impôts courants	24	-	24
Autres débiteurs	575	-	575
Trésorerie et équivalents de trésorerie	335	-	335
Actifs détenus en vue de leur vente	1	-	1
TOTAL DE L'ACTIF	14 908	168	15 076

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)

	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Capital	5 292	-	5 292
Réserves et résultats consolidés	1 660	(1 280)	380
Capitaux propres - part du Groupe	6 952	(1 280)	5 672
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	150	204	354 ⁽²⁾
Total des capitaux propres	7 102	(1 076)	6 026
Provisions	922	126	1 048 ⁽⁵⁾
Passifs financiers	3 982	(39)	3 943 ⁽⁵⁾
Impôts différés passifs	371	1 157	1 528 ⁽⁴⁾
Fournisseurs et comptes rattachés	1 928	-	1 928
Dettes d'impôts courants	39	-	39
Autres créditeurs	564	-	564
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	14 908	168	15 076

3.1.4 Éléments du bilan d'ouverture d'Edison dans les comptes consolidés du groupe EDF et détermination de l'écart d'acquisition

3.1.4.1 Détermination du bilan d'ouverture provisoire

La juste valeur des actifs et passifs identifiables d'Edison correspond à la meilleure estimation du Groupe à date. Elle a été déterminée sur la base du dernier business plan d'Edison disponible (2012-2019) et au moyen de méthodes de valorisation communément utilisées.

Après prise en compte des justes valeurs des actifs acquis et passifs repris, le bilan d'ouverture provisoire d'Edison au 24 mai 2012 (en base 100 %) s'établit comme suit.

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris correspondent aux éléments suivants.

- (1) Annulation du goodwill historique pour (2 859) millions d'euros.
- (2) Ajustements de juste valeur des actifs incorporels pour 1 721 millions d'euros, dont :
 - Création d'actifs incorporels représentatifs de la marque « Edison » pour 945 millions d'euros et de la relation clientèle pour 190 millions d'euros

La marque a été valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires et un « scoring » résultant d'une étude marketing visant à la positionner par rapport aux principaux concurrents sur le marché italien.

Étant donné la forte notoriété de la marque Edison en Italie et la volonté du Groupe d'en maintenir l'usage à long terme, sa durée de vie a été considérée comme étant indéfinie.

La juste valeur attribuée à la marque Edison est sensible à la variation des principales hypothèses suivantes :

- taux de redevance,
- taux d'actualisation des flux de trésorerie futurs.
- Revalorisation des actifs relatifs aux concessions hydrauliques (actifs incorporels) pour 1 165 millions d'euros

La juste valeur des concessions hydrauliques a été déterminée en utilisant la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés déterminés sur la base du dernier business plan disponible d'Edison (plan 2012-2019), intégrant une hypothèse de renouvellement systématique des concessions en cours pour une durée de 20 ans à compter de leur échéance de renégociation dans des conditions financières cependant révisées.

Des facteurs de prudence ont été pris en compte via l'application d'une prime de risque au taux d'actualisation des flux de trésorerie et via la limitation du renouvellement des concessions à une durée de 20 ans. La réglementation italienne sur le sujet est en cours d'élaboration et 20 ans devrait être la durée minimale des futures concessions.

Cette juste valeur est sensible à la variation des principales hypothèses suivantes :

- occurrence, durée et conditions du renouvellement des concessions,
- prix de marché de l'électricité en Italie,
- taux d'actualisation des flux de trésorerie.

Les actifs relatifs aux concessions hydrauliques s'amortissent sur la base de l'hypothèse de durée des concessions (en moyenne de 26 ans).

La réévaluation des actifs relatifs aux concessions hydrauliques est attribuable à hauteur de 204 millions d'euros (net d'impôts) aux intérêts minoritaires.

- Revalorisation des contrats long terme d'approvisionnement en gaz pour 230 millions d'euros

Les contrats d'approvisionnement en gaz à long terme ont été revalorisés en utilisant la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés déterminés sur la base du dernier business plan disponible d'Edison (plan 2012-2019). La juste valeur ainsi déterminée est sensible à la variation des principales hypothèses suivantes :

- prix de marché du gaz et de l'électricité en Italie,
- niveaux de marge d'Edison résultant des renégociations des contrats (en cours et futures),
- taux d'actualisation des flux de trésorerie.

Les actifs incorporels relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme s'amortissent sur la base des volumes et de la durée des contrats (de 8 à 23 ans).

- Reclassement d'actifs d'Exploration-Production en actifs corporels pour (975) millions d'euros

Dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture d'Edison, les actifs d'Exploration-Production présentés dans le bilan historique d'Edison au niveau des actifs incorporels pour un montant de 975 millions d'euros – principalement au titre d'Abu Qir en Égypte – ont été reclassés au niveau

des immobilisations corporelles. Ce classement au bilan matérialise une juste valeur représentative de réserves d'hydrocarbures.

- (3) Les ajustements de juste valeur des actifs corporels pour un montant de 1 306 millions d'euros correspondent principalement à un effet de reclassement d'actifs d'Exploration-Production (voir ci-avant) ainsi qu'à la revalorisation de certains actifs de production d'électricité (thermiques et éoliens) et d'actifs d'Exploration-Production.
- (4) Impôts différés pour (1 157) millions d'euros
La revalorisation des impôts différés correspond uniquement aux effets d'impôts associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture.
- (5) Autres ajustements de juste valeur
Les autres ajustements concernent principalement les passifs éventuels et les passifs financiers.

Les ajustements de juste valeur des actifs et passifs de TdE (hors titres Edison) sont principalement relatifs à la mise en juste valeur de passifs financiers pour 5 millions d'euros (nets d'impôt).

Aucune modification significative n'est intervenue par rapport au bilan d'ouverture présenté dans les comptes consolidés semestriels 2012 résumés.

3.1.4.2 Détermination du goodwill provisoire

L'écart d'acquisition provisoire enregistré sur l'opération se détermine comme suit.

(en millions d'euros)

Juste valeur des titres antérieurement détenus	1 709
Prix d'acquisition de la participation	784
Juste valeur des participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾	991
Clause d'ajustement de prix/coûts supportés par Delmi	(24)
Contrepartie transférée au 24 mai 2012	3 460
Juste valeur de l'actif net Edison acquis	5 672
Juste valeur de l'actif net TdE acquis (hors titres Edison) ⁽²⁾	(1 189)
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris	4 483
GOODWILL NÉGATIF PROVISOIRE	(1 023)

(1) Déterminé après application sur option de la méthode du « goodwill total » et sur la base du prix de l'offre publique obligatoire proposée aux actionnaires minoritaires, soit 0,89 euro par action Edison.

(2) Hors titres Edison, le bilan de TdE est principalement constitué de passifs financiers.

Conformément à IFRS 3, le processus d'identification des différents éléments pris en compte dans le calcul du goodwill négatif a été vérifié et validé pour confirmer l'existence effective de ce produit, et le goodwill négatif a été enregistré en produit dans le résultat net - part du Groupe de l'exercice 2012.

3.1.5 Analyses de sensibilité

Les principales hypothèses auxquelles les éléments d'actifs et de passifs du bilan d'ouverture sont sensibles sont les suivantes :

- prix de marché du gaz et de l'électricité en Italie;
- volumes de ventes de gaz et d'électricité intégrés dans le business plan d'Edison (plan 2012-2019);
- taux de redevance utilisés pour la valorisation de la marque « Edison »;
- conditions financières des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz;
- hypothèses de renouvellement des concessions hydrauliques (durée, conditions financières, ...);
- taux d'actualisation par pays.

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

Comptes consolidés

Conformément aux dispositions d'IFRS 3, les valeurs des actifs acquis et passifs repris ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

En cas d'ajustement du bilan d'ouverture dans le délai d'affectation mais postérieurement au 31 décembre 2012, le fait d'être en situation de goodwill négatif conduirait à enregistrer les éventuels impacts sur le résultat du Groupe au titre de l'opération de prise de contrôle d'Edison. Une variation des justes valeurs retenues aurait ainsi un impact d'un montant équivalent à cette variation sur le résultat net du Groupe (une diminution ou une augmentation de la valeur des actifs se traduirait donc respectivement par une perte ou par un profit).

3.1.6 Impact de l'opération sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2012

L'opération de montée au capital d'Edison et TdE a les impacts suivants sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2012.

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition des titres TdE	784
Prix de cession d'Edipower par Edison	(684)
Prix d'acquisition des titres Edison (offre publique obligatoire)	869
Décassements nets	969
Effets de la variation de périmètre/Edison	2 217
Effets de la variation de périmètre/TdE	634
Effets de la variation de périmètre/cession Edipower	(515)
Effets de la mise à la juste valeur des passifs financiers de TdE/Edison	(46)
Effets des variations de périmètre et mise à la juste valeur	2 290
AUGMENTATION/(DIMINUTION) DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	3 259

3.1.7 Effets de la prise de contrôle d'Edison sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe sur l'exercice 2012

Si l'opération de prise de contrôle d'Edison était intervenue au 1^{er} janvier 2012, les impacts sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe auraient été les suivants.

(en millions d'euros)	2012 publié	2012 proforma ⁽¹⁾	Variation
Chiffre d'affaires	72 729	75 223	+2 494
Excédent brut d'exploitation	16 084	16 201	+117
Résultat net – part du Groupe	3 316	3 288	(28)

(1) Données 2012 avec intégration globale d'Edison à compter du 1^{er} janvier 2012 (à compter du 24 mai 2012 pour les données publiées).

3.2 Edison – renégociations des contrats à long terme d'approvisionnement en gaz

La Cour d'arbitrage de l'ICC (*International Chamber of Commerce*) a rendu sur le second semestre 2012 des sentences favorables à Edison dans le cadre des litiges relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz avec RasGas (Qatar) et ENI (Libye).

Il en résulte un impact positif de 680 millions d'euros enregistré dans l'excédent brut d'exploitation du groupe EDF sur l'exercice 2012 (dont 347 millions d'euros relatifs aux exercices antérieurs à 2012).

Une procédure d'arbitrage reste en cours sur le contrat d'approvisionnement en gaz avec Sonatrach (Algérie), avec des conclusions attendues sur l'exercice 2013.

3.3 Évolutions relatives au projet EPR Flamanville 3

3.3.1 Flamanville 3

En décembre 2012, EDF a communiqué une révision à la hausse du coût de construction du projet Flamanville 3 de 2 milliards d'euros par rapport au coût (de l'ordre de 6 milliards d'euros₂₀₀₈) qui avait été annoncé en juillet 2011. La première production commercialisable est prévue pour 2016.

Au-delà de l'effet « tête de série », certains facteurs ont pesé sur ce coût complet : l'évolution du design de la chaudière, les études d'ingénierie supplémentaires, l'intégration des nouvelles exigences réglementaires ainsi que les enseignements post Fukushima. Ont également été intégrées des dépenses supplémentaires liées à des aléas industriels, comme le remplacement des consoles du pont polaire et ses conséquences sur l'aménagement du planning des travaux ainsi que l'impact financier de l'allongement des délais de construction.

3.3.2 Fin de la coopération globale entre EDF et ENEL dans le nucléaire

En novembre 2007, EDF et ENEL avaient conclu une série d'accords organisant leur coopération dans le domaine du nucléaire, aux termes desquels ENEL prenait une participation de 12,5 % dans le projet EPR de Flamanville.

Compte tenu de l'évolution de l'environnement économique et de ce projet ainsi que l'abandon de la relance du programme nucléaire italien suite au referendum de juin 2011, ENEL et EDF ont annoncé le 4 décembre 2012 mettre un terme à cette coopération et renoncer à leurs options respectives dans les programmes de l'autre partenaire, ENEL abandonnant sa participation dans le projet EPR de Flamanville. Cette décision prend effet au 19 décembre 2012. À ce titre, EDF a remboursé ENEL du montant de son investissement dans ce projet, soit 658 millions d'euros (pénalités comprises). En contrepartie, EDF bénéficiera de l'intégralité de la production d'électricité de Flamanville 3.

3.4 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2011

3.4.1 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'acquies l'ensemble des actions composant le capital d'EDF Énergies Nouvelles.

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 %.

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.

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.

3.4.2 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 enregistré en 2011 s'élève à 304 millions d'euros (327 millions d'euros avant impôt, enregistrés en « Autres produits et charges d'exploitation »).

➤ Note 4. Évolutions réglementaires en France

4.1 Accord sur le recouvrement des déficits liés à la CSPE

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) est une contribution fixée par l'État et collectée directement auprès du consommateur final d'électricité, dans le but de compenser certaines charges de service public assumées par EDF. Elle a vocation à financer l'essor des énergies renouvelables, les tarifs sociaux et la péréquation tarifaire.

Depuis 2007, et malgré la mise en place d'un mécanisme permettant une hausse régulière de la taxe par la loi de finances 2011, le montant de la CSPE collectée ne suffisait pas à compenser l'augmentation de ces charges et le déficit créé venait peser sur l'endettement du Groupe.

L'accord trouvé avec les pouvoirs publics annoncé le 14 janvier 2013 prévoit le remboursement de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012, à hauteur de 4,3 milliards d'euros, et des coûts de portage supportés par le Groupe, à hauteur de 0,6 milliard d'euros. Le montant de la créance ne sera néanmoins définitivement arrêté que courant 2013, après les délibérations de la CRE pour la reconnaissance des charges de service public 2012.

Un échéancier de remboursement progressif jusqu'en 2018 de cette créance de 4,9 milliards d'euros a été validé dans l'accord, la créance étant rémunérée sur toute la période à des conditions de marché (1,72 %). Cette rémunération sera comptabilisée en produit financier dans les comptes consolidés du Groupe.

À la suite de cet accord, le Groupe a reconnu, dès le 31 décembre 2012, un produit financier de 0,6 milliard d'euros et a transféré la créance de « Autres débiteurs » à « Prêts et créances financiers » pour 4,3 milliards d'euros.

4.2 Loi NOME - décision de la Commission européenne

La Commission européenne a annoncé le 12 juin 2012 avoir validé sous conditions les aides présentes dans les tarifs réglementés de vente en France. La Commission avait ouvert une enquête en 2007 au sujet des tarifs réglementés de vente aux entreprises (tarifs Jaune, Vert et TaRTAM). La loi NOME a entre temps modifié le contexte législatif et réglementaire français en supprimant le TaRTAM, en fixant la fin des tarifs Jaune et Vert d'ici fin 2015 et en mettant en place l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) pour tous les fournisseurs de clients en France.

Après enquête, la Commission européenne conclut que les tarifs aux entreprises constituent des aides d'État, mais qu'elles sont néanmoins compatibles avec le droit européen aux conditions suivantes :

- maintien du prix de l'ARENH à 42 €/MWh jusqu'à l'approbation par la Commission de la méthodologie de fixation du prix de l'ARENH ;
- orientation progressive vers les coûts chaque année à compter de l'été 2012, puis disparition effective des tarifs Jaune et Vert fin 2015.

Cette décision clôt l'enquête de la Commission européenne au titre des aides d'État.

➤ Note 5. Évolutions du périmètre de consolidation

Outre la prise de contrôle d'Edison par le groupe EDF décrite en note 3.1, les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2012 concernent les entités suivantes.

5.1 Pologne

L'acquisition des participations d'EnBW dans les filiales ERSA, Kogeneracja et EDF Polska a été finalisée le 16 février 2012 pour un montant de 301 millions d'euros. À l'issue de cette opération, le groupe EDF possède 97,4 % d'ERSA et 50 % plus une action de Kogeneracja. Les entités Kogeneracja et Zielona Gora sont de nouveau consolidées en intégration globale au 16 février

2012, après être passées en intégration proportionnelle le 17 février 2011 suite à la cession d'EnBW (détenues respectivement à 33,4 % et 32,9 % au 31 décembre 2011).

L'opération d'acquisition d'intérêts minoritaires d'ERSA est traitée comme une transaction entre actionnaires, selon la norme IAS 27 amendée, avec pour conséquence dans les comptes consolidés du Groupe un impact sur les capitaux propres de (124) millions d'euros.

Par ailleurs, en application d'IFRS 3 révisée, un résultat de cession correspondant à la réévaluation de la quote-part antérieurement détenue dans Zielona Gora et Kogeneracja est enregistré pour (10) millions d'euros sur l'exercice 2012. Le complément de goodwill associé à cette opération est inférieur à 1 million d'euros.

5.2 Photowatt/PV Alliance

L'offre de la reprise des activités de Photowatt par le groupe EDF a été retenue en date du 27 février 2012. Le Groupe, via sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR), est entré en possession des actifs de Photowatt et a pris le contrôle de PV Alliance le 1^{er} mars 2012. Cette reprise d'activités est sans impact significatif sur les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2012.

5.3 Enerest

Électricité de Strasbourg a acquis le 1^{er} avril 2012 une participation de 100 % dans la société Enerest, fournisseur historique de gaz de la région économique de Strasbourg. Le prix d'acquisition s'élève à 139 millions d'euros. Suite à la réalisation d'un bilan d'ouverture provisoire, des actifs incorporels (principalement au titre de la relation clients et de la marque « Gaz de Strasbourg ») ont été valorisés pour 38 millions d'euros avant effets d'impôt. Le goodwill provisoire enregistré dans les comptes consolidés au 31 décembre 2012 au titre de cette opération s'établit à 89 millions d'euros.

➤ 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 Réseau de Transport d'Électricité 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 EDF Energy Nuclear Generation Limited 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 2012

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Chiffre d'affaires externe	39 120	9 739	10 098	7 976	5 796	-	72 729
Chiffre d'affaires inter-secteur	585	-	-	212	632	(1 429)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	39 705	9 739	10 098	8 188	6 428	(1 429)	72 729
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	9 930	2 054	1 019	1 067	2 014	-	16 084
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 566	972	265	86	1 356	-	8 245
Bilan :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	86 077	13 206	10 017	8 784	11 783	-	129 867
Participations dans les entreprises associées	4 786	25	51	2 111	582	-	7 555
Goodwill	-	8 339	-	605	1 468	-	10 412
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	27 627	4 332	4 102	1 825	7 310	-	45 196
Actifs détenus en vue de la vente	-	240	1	-	-	-	241
Autres actifs non affectés							56 847
TOTAL ACTIF	118 490	26 142	14 171	13 325	21 143	-	250 118
Autres informations :							
Investissements corporels et incorporels	8 235	1 643	438	490	2 580	-	13 386
Dotations aux amortissements	(4 186)	(888)	(644)	(590)	(541)	-	(6 849)
Pertes de valeur	-	(234)	(44)	(389)	(85)	-	(752)

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.1.2 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	9 196	1 942	592	1 280	1 929	-	14 939
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 461	1 026	(155)	997	1 123	-	8 452
Bilan :							
Immobilisations incorporelles et corporelles	80 537	12 682	3 965	8 966	10 520	-	116 670
Participations dans les entreprises associées	4 620	25	24	2 302	573	-	7 544
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							50 601
TOTAL ACTIF	112 761	25 614	7 926	13 660	21 400	-	231 962
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.

6.2 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 ;
- « **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	Autres	Éliminations ⁽¹⁾	Total
Au 31 décembre 2012 :					
Chiffre d'affaires externe :					
– dont France	25 330	14 194	159	(563)	39 120
– dont reste du monde	29 264	431	3 914	-	33 609
CHIFFRE D'AFFAIRES	54 594	14 625	4 073	(563)	72 729
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

(1) Dont éliminations entre activités non régulées : (31) millions d'euros en 2012, (30) millions d'euros en 2011.

Compte de résultat

➤ Note 7. Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	67 538	60 143
Autres ventes de biens et de services	4 388	4 247
Trading	803	917
CHIFFRE D'AFFAIRES	72 729	65 307

Au-delà de la croissance organique résultant d'effets prix ou volumes, la croissance du chiffre d'affaires sur l'exercice 2012 est liée aux effets favorables de variations de périmètre (principalement Edison) et de change (principalement appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro).

➤ Note 8. Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Achats consommés de combustible - production d'énergie	(13 815)	(9 922)
Achats d'énergie	(15 279)	(13 957)
Charges de transport et d'acheminement	(8 191)	(6 841)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	73	274
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	114	251
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(37 098)	(30 195)

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fossiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de CO₂ et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

La hausse des achats de combustible et d'énergie au titre de l'exercice 2012 s'explique par les mêmes facteurs que ceux ayant concouru à la hausse du chiffre d'affaires.

➤ Note 9. Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Services extérieurs	(11 948)	(10 710)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(3 223)	(3 638)
Production stockée et immobilisée	4 864	4 147
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	220	270
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(10 087)	(9 931)

➤ Note 10. Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Rémunérations	(7 400)	(7 119)
Charges de Sécurité sociale	(1 641)	(1 346)
Intéressement et participation	(211)	(211)
Autres contributions liées au personnel	(372)	(375)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(229)	(206)
Avantages à court terme	(9 853)	(9 257)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(795)	(730)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(692)	(697)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 487)	(1 427)
Autres avantages à long terme	(282)	(116)
Indemnités de fin de contrat	(2)	(2)
Autres charges de personnel	(284)	(118)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 624)	(10 802)

10.2 Effectifs moyens

	2012	2011
Statut IEG	98 783	96 385
Autres	55 947	55 419
EFFECTIFS MOYENS	154 730	151 804

Les effectifs moyens sont présentés en équivalents temps plein.

Les effectifs des sociétés intégrées proportionnellement sont pris en compte au prorata du pourcentage d'intérêt et représentent 18 967 équivalents temps plein au 31 décembre 2012 (22 504 équivalents temps plein au 31 décembre 2011).

➤ Note 11. Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Impôts et taxes sur rémunérations	(221)	(209)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 435)	(1 396)
Autres impôts et taxes	(1 631)	(1 496)
IMPÔTS ET TAXES	(3 287)	(3 101)

➤ Note 12. Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2012	2011
Subventions d'exploitation	12.1	4 824	3 679
Produit (charge) net(te) lié(e) au mécanisme TaRTAM	12.2	93	(132)
Résultat de déconsolidation		75	140
Résultat de cession d'immobilisations	12.3	116	79
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(235)	(54)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	12.4	119	217
Autres produits et charges	12.5	459	(268)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 451	3 661

12.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 4 687 millions d'euros en 2012 contre 3 556 millions d'euros en 2011. 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.

12.2 Produit/charge net(te) lié(e) au mécanisme TaRTAM

Sur l'exercice 2012, les autres produits et charges opérationnels intègrent un produit de 93 millions d'euros suite à la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en date du 9 octobre 2012 arrêtant la charge définitive au titre du dispositif TaRTAM.

Sur l'exercice 2011, les autres produits et charges opérationnels intègrent une charge nette de (132) millions d'euros 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 CRE, sur la base des informations communiquées par les fournisseurs concernés.

12.3 Résultat de cession d'immobilisations

Le résultat de cession d'immobilisations intègre en 2012 des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 270 millions d'euros. Le résultat de cession d'immobilisations en 2011 est principalement lié à des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France et au Royaume-Uni.

12.4 Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation

Sur l'exercice 2012, les dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation intègrent à hauteur de 139 millions d'euros les reprises de juste valeur 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 (318 millions d'euros en 2011).

12.5 Autres produits et charges

En 2012, les autres produits et charges intègrent à hauteur de 347 millions d'euros l'effet des jugements favorables à Edison dans le cadre des litiges relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz avec Rasgas (Qatar) et ENI (Libye).

➤ Note 13. Pertes de valeur/reprises

13.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2012	2011
Pertes de valeur sur goodwill	18	(52)	(655)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(27)	(88)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés ⁽¹⁾	21-22-46	(727)	(620)
Reprise de provision pour risque Italie		54	723
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(752)	(640)

(1) Dont (74) millions d'euros relatifs aux actifs destinés à être cédés en 2012.

13.2 Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur

Les tableaux ci-après présentent les tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie et autres actifs du Groupe en 2012, avec les hypothèses clés retenues.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	CMPC après impôt	Taux de croissance au-delà du plan moyen terme	Pertes de valeur 2012 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	EDF Energy – nucléaire	7,2 %	-	-
Royaume-Uni	EDF Energy – ESCS	7,2 %	1,9 %	-
Italie	Edison – marque Edison	7,5 à 7,8 %	2 %	-
Autre international	EDF Luminus	6,6 %	2 %	-
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	12,3 %	-	(37)
Autres activités	Dalkia International	8,1 %	2 %	-
Autres pertes de valeur sur goodwill				(15)
TOTAL				(52)

Pertes de valeur sur autres actifs

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Taux de croissance au-delà du plan moyen terme	Pertes de valeur 2012 <i>(en millions d'euros)</i>
Royaume-Uni	EDF Energy – ESCS	Baisse des sparkspreads (centrale West Burton B) et cession de la centrale de Sutton Bridge	7,2 %	-	(234)
Italie	UGT d'Edison	Situation économique en Grèce	15 %	-	(44)
Autre international	CENG	Baisse des scénarios de prix de l'électricité à long terme	6,6 %	-	(396)
Autres pertes de valeur sur actifs					(26)
TOTAL					(700)

En 2011, les pertes de valeur enregistrées pour un montant total de (640) millions d'euros étaient principalement relatives à Edison pour (320) millions d'euros (principalement dans le cadre de la cession d'Edipower à Delmi) et à Dalkia International pour (151) millions d'euros (principalement au titre de ses activités dans les énergies renouvelables en Italie).

Royaume-Uni

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 339 millions d'euros au 31 décembre 2012. Le test de dépréciation est réalisé en distinguant deux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) :

- une activité nucléaire incluant les centrales en exploitation et les projets de développement de 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 de l'allongement attendu de la durée d'exploitation des réacteurs AGR (*Advanced Gas Reactor*) et de Sizewell B. L'approbation en décembre 2012 de l'extension de sept ans de la durée d'exploitation des réacteurs Hinkley Point B et Hunterston B confirme les hypothèses retenues par le Groupe. Les hypothèses d'évolution 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 droits d'émission 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 centrales nucléaires. L'utilisation d'un CMPC majoré d'un demi 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 3 ans de l'entité. La valeur terminale est déterminée en utilisant un taux de croissance à l'infini après impôt de 1,9 %.

Lors de l'acquisition de British Energy en 2009, EDF Energy a pris l'engagement vis-à-vis de la Commission européenne de céder sa participation dans la centrale gaz de Sutton Bridge. Un accord de vente, soumis à conditions suspensives, a été signé en décembre 2012. La centrale de Sutton Bridge est comptabilisée en actifs destinés à être cédés au 31 décembre 2012 pour son prix de vente net des frais de cession, conduisant à la comptabilisation d'une perte de valeur pour 74 millions d'euros.

La centrale de West Burton est un cycle combiné gaz de 1 305 MW dont la mise en service commerciale est prévue sur le 1^{er} semestre 2013. La forte baisse des sparkspreads en 2012 a conduit à réaliser un test de dépréciation sur cette centrale. La valeur recouvrable est déterminée à partir de l'actualisation des flux de trésorerie sur la durée d'exploitation attendue de la centrale. Sur ces bases, la réalisation du test de dépréciation a conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur de 160 millions d'euros sur l'exercice 2012.

Italie – Edison

Suite à l'opération de prise de contrôle d'Edison finalisée le 24 mai 2012 et la détermination du bilan d'ouverture réalisée dans ce cadre, il n'y a plus de goodwill associé à ce sous-groupe dans les comptes consolidés du groupe EDF (voir note 3.1). Il y a en revanche depuis cette date un actif incorporel à durée de vie indéfinie représentatif de la marque « Edison » pour un montant de 945 millions d'euros enregistré dans les comptes consolidés du Groupe.

En application des règles et méthodes comptables présentées en note 1.3.15, la marque « Edison » a fait l'objet d'un test de dépréciation qui n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur. Ce test a été réalisé sur la base des flux de trésorerie du plan à moyen terme en utilisant un taux d'actualisation après impôt de 7,5 % à 7,8 %.

Concernant les autres actifs d'Edison, une perte de valeur de 44 millions d'euros (dont 20 millions d'euros relatifs à des actifs de production thermique en Grèce) a été enregistrée sur l'exercice 2012.

Autre international

EDF Luminus

Le goodwill d'EDF Luminus s'élève à 383 millions d'euros au 31 décembre 2012. 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 confirmé par le gouvernement belge en juillet 2012 prévoit la fermeture des centrales nucléaires en Belgique d'ici à 2025. Dans la détermination des flux de trésorerie, il est donc considéré que les centrales nucléaires dans lesquelles EDF Luminus possède une participation fermeront 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. Le test tient également compte d'une baisse des prix de vente de l'électricité en raison de l'accroissement de la concurrence.

Sur ces bases, le test de dépréciation n'a pas conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur en 2012.

CENG

La valeur recouvrable des actifs de CENG est déterminée à partir des flux de trésorerie sur la durée d'exploitation des centrales de production. Aux États-Unis, la baisse des prix du gaz liée au développement des gaz de schiste a entraîné une forte baisse des prix à long terme de l'électricité, constituant un

indice de perte de valeur. Le test de dépréciation prend comme hypothèses économiques une production d'énergie de base aux États-Unis fondée sur le gaz, la mise à l'arrêt de centrales obsolètes et une régulation des gaz à effet de serre restant à un niveau modeste. Le test conduit ainsi à constater une dépréciation de 396 millions d'euros de la valeur des actifs de CENG.

Autres activités

Dalkia International

Le goodwill de Dalkia International s'élève à 800 millions d'euros au 31 décembre 2012. Les valeurs recouvrables des actifs sont déterminées à partir des valeurs d'utilité obtenues sur la base des plans à moyen terme à cinq ans et d'une valeur terminale.

Le test de dépréciation n'a pas conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur en 2012.

EDF Énergies Nouvelles

Au 1^{er} mars 2012, les sociétés EDF ENR Photowatt et PV Alliance sont entrées dans le périmètre d'EDF Énergies Nouvelles. Il a été décidé de déprécier intégralement les actifs de ces sociétés dans le bilan d'ouverture en raison des flux de trésorerie négatifs reflétés dans les plans à moyen terme.

Par ailleurs, la situation macroéconomique de la Grèce a entraîné un arrêt des activités de développement dans ce pays jusqu'au retour de meilleures conditions. Le goodwill sur la Grèce a donc été intégralement déprécié.

➤ Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2012 incluent les éléments suivants :

- un produit de 160 millions d'euros concernant ERDF et résultant d'une reprise de provision pour renouvellement suite à un changement d'estimation de la durée de vie des transformateurs HTA-BT (étendue à 40 ans au lieu de 30 ans précédemment) ;
- les effets de la prise de contrôle d'Edison par le Groupe à hauteur de (58) millions d'euros. Les impacts détaillés de l'opération sont présentés en note 3.1 ;
- une charge nette de (70) millions d'euros relative à la révision des devis pour la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A) et à la révision de certains coûts relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible usé – voir note 29.1.

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2011 intègrent les éléments suivants :

- un 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) ;
- un produit de 327 millions d'euros lié à la plus-value de cession d'EnBW.

➤ Note 15 Résultat financier

15.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2012	2011
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 538)	(2 284)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	39	(5)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	(39)	(3)
Résultat net de change sur endettement	95	21
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(2 443)	(2 271)

La hausse des charges d'intérêts observée en 2012 est en lien avec l'augmentation de l'endettement financier brut moyen sur l'exercice.

15.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 392)	(1 337)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs	(1 889)	(1 554)
Autres provisions et avances	(4)	(173)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(3 285)	(3 064)

La hausse des effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs observée sur l'exercice 2012 génère une charge de (244) millions d'euros liée à la révision du taux d'actualisation pour la France (voir note 29.1.5).

Suite à la fin de la coopération industrielle dans le nucléaire entre EDF et ENEL, l'effet de l'actualisation des autres provisions et avances inclut en 2012 un produit de 101 millions d'euros relatif à la reprise des charges d'actualisation des avances reçues d'ENEL et remboursées en fin d'exercice.

15.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	38	44
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	708	137
Produits (charges) sur autres actifs financiers	968	568
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	(70)	86
Autres charges financières	(245)	(95)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(93)	(36)
Rendement des actifs de couverture	635	597
Intérêts d'emprunts capitalisés	425	254
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 366	1 555

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 2012, les produits sur autres actifs financiers intègrent un produit de 629 millions d'euros au titre des coûts de portage passés cumulés de la CSPE (voir note 4.1).

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 incluent 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 16 Impôts sur les résultats

16.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2012	2011
Impôts exigibles	(1 619)	(1 690)
Impôts différés	33	354
TOTAL	(1 586)	(1 336)

En 2012, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 058) millions d'euros et des autres filiales pour (561) millions d'euros (respectivement (1 005) millions d'euros et (685) millions d'euros en 2011).

16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2012	2011
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	4 883	4 672
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	36,10 %	36,10 %
Charge théorique d'impôt	(1 763)	(1 687)
Différences de taux d'imposition	349	329
Différences permanentes	(62)	65
Impôts sans base	49	(78)
Dépréciation d'actifs d'impôts différés	(167)	36
Autres	8	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 586)	(1 336)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	32,48 %	28,60 %

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2012 et 2011 est affecté à la hausse par les pertes de valeurs. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2012 et en 2011 respectivement à 29,1 % et à 26,4 %.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraits s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2012 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 349 millions d'euros, dont 177 millions d'euros relatifs à la baisse de 2 points du taux d'imposition au Royaume-Uni.
- pour 2011 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 329 millions d'euros, dont 177 millions d'euros relatifs à la baisse de 2 points du taux d'imposition au Royaume-Uni ;
 - l'effet positif de reprises de dépréciation d'actifs d'impôts différés pour 119 millions d'euros, principalement sur le périmètre de l'intégration fiscale en France.

16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2012	2011
Impôts différés actifs	3 159	2 577
Impôts différés passifs	(4 479)	(4 894)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{ER} JANVIER	(1 320)	(2 317)
Variation en résultat net	34	354
Variation en capitaux propres	506	671
Écarts de conversion	(53)	(64)
Mouvements de périmètre	(1 357)	(18)
Autres mouvements	76	54
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(2 114)	(1 320)
Dont impôts différés actifs	3 487	3 159
Dont impôts différés passifs	(5 601)	(4 479)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2012 est liée à hauteur de 550 millions d'euros à la variation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi (251 millions d'euros sur l'exercice 2011).

16.4 Ventilation des actifs et des passifs d'impôt différé par nature

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Impôts différés actifs:		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	185	83
Provisions pour engagements de retraite non déductibles	6 318	4 804
Autres provisions non déductibles	731	546
Autres différences temporelles déductibles	1 257	1 214
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	656	622
Pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés	872	720
Compensation impôts différés actif/passif	(3 793)	(3 338)
Sous-total impôts différés actifs	6 226	4 651
Impôts différés actifs non constatés	(2 739)	(1 492)
Total des impôts différés actifs au bilan	3 487	3 159
Impôts différés passifs:		
Écarts entre amortissement comptable et amortissement fiscal	(5 570)	(5 785)
Autres différences temporelles taxables	(849)	(510)
Réévaluations, écarts d'évaluation et élimination de résultats internes	(2 975)	(1 522)
Compensation impôts différés actif/passif	3 793	3 338
Total des impôts différés passifs au bilan	(5 601)	(4 479)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(2 114)	(1 320)

Au 31 décembre 2012, les actifs d'impôts différés non constatés représentent une économie d'impôt potentielle de 2 739 millions d'euros (1 492 millions d'euros au 31 décembre 2011). Cette économie d'impôt potentielle est liée en 2012 à hauteur de 1 831 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (734 millions d'euros au 31 décembre 2011), en forte augmentation du fait de la variation des écarts actuariels comptabilisés en capitaux propres sur l'exercice 2012.

➤ Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

Au 31 décembre 2012, 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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 316	3 148
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action dilué	3 316	3 148
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 847 342 956	1 847 318 156
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 847 342 956	1 847 318 156
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,80	1,70
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,80	1,70

ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES

➤ Note 18 Goodwill

18.1 Variation des goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Valeur nette comptable à l'ouverture	11 648	12 028
Acquisitions	129	21
Cessions	-	(14)
Pertes de valeur (note 13)	(52)	(655)
Écarts de conversion	209	239
Mouvements de périmètre et autres	(1 522)	29
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	10 412	11 648
Valeur brute à la clôture	11 079	12 775
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(667)	(1 127)

En 2012, les variations observées sont liées principalement à :

- des acquisitions intégrant un goodwill de 89 millions d'euros enregistré suite à la prise de contrôle d'Enerest par Électricité de Strasbourg (voir note 5.3) ;
- des écarts de conversion pour 209 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- les mouvements de périmètre intégrant à hauteur de (1 400) millions d'euros la décomptabilisation du goodwill historique d'Edison suite à la détermination de la juste valeur des actifs acquis et passifs repris effectuée dans le cadre de la prise de contrôle intervenue le 24 mai 2012.

En 2011, les variations observées sont liées principalement à :

- des pertes de valeur pour (655) millions d'euros, principalement sur Edison et Dalkia ;
- des écarts de conversion pour 239 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
EDF Energy	8 339	8 260
Total Royaume-Uni	8 339	8 260
Edison	-	1 400
Total Italie	-	1 400
EDF Luminus (Belgique)	383	378
ESTAG (Autriche)	112	112
Autres	110	109
Total Autre international	605	599
Dalkia International	800	799
EDF Énergies Nouvelles	195	209
Autres	473	381
Total Autres activités	1 468	1 389
TOTAL GROUPE	10 412	11 648

➤ Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	31/12/2011	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2012
Logiciels	1 665	251	(149)	(3)	(21)	29	1 772
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	704	-	(29)	(1)	245	(46)	873
Droits d'émission de gaz à effet de serre - Certificats Verts	366	681	(597)	3	65	(2)	516
Autres immobilisations incorporelles	2 926	220	(9)	34	1 658	203	5 032
Immobilisations incorporelles en cours	1 303	357	-	(1)	-	112	1 771
Valeurs brutes	6 964	1 509	(784)	32	1 947	296	9 964
Amortissements et dépréciations	(2 262)	(659)	160	(6)	626	(198)	(2 339)
VALEURS NETTES	4 702	850	(624)	26	2 573	98	7 625

Les mouvements de périmètre concernent principalement les effets de la prise de contrôle du groupe Edison, et notamment la reconnaissance de la marque Edison pour un montant de 945 millions d'euros et d'actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques pour un montant de 1 165 millions d'euros. Des informations plus détaillées sont fournies en note 3.1.4.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (27) millions d'euros a été enregistrée en 2012.

Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	31/12/2010	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2011
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.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 527 millions d'euros en 2012 (518 millions d'euros en 2011).

➤ Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Immobilisations	45 919	44 342
Immobilisations en cours	1 303	1 159
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	47 222	45 501

20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2011	2 138	72 345	3 158	77 641
Augmentations ⁽¹⁾	99	3 452	303	3 854
Diminutions	(18)	(431)	(129)	(578)
Autres mouvements	(5)	1	(1)	(5)
Valeurs brutes au 31/12/2012	2 214	75 367	3 331	80 912
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011	(1 164)	(30 066)	(2 069)	(33 299)
Dotations nettes aux amortissements	(37)	(184)	(129)	(350)
Diminutions	16	344	127	487
Autres mouvements ⁽²⁾	(6)	(1 736)	(89)	(1 831)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(1 191)	(31 642)	(2 160)	(34 993)
Valeurs nettes au 31/12/2011	974	42 279	1 089	44 342
VALEURS NETTES AU 31/12/2012	1 023	43 725	1 171	45 919

(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 21 Immobilisations en concessions des autres activités

21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Immobilisations	6 256	5 326
Immobilisations en cours	926	696
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 182	6 022

21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2011	1 240	9 234	524	1 187	12 185
Augmentations	32	338	38	42	450
Diminutions	(3)	(22)	(5)	(9)	(39)
Écarts de conversion	2	(6)	37	5	38
Mouvements de périmètre	41	142	-	(1)	182
Autres mouvements	10	(20)	-	(1)	(11)
Valeurs brutes au 31/12/2012	1 322	9 666	594	1 223	12 805
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011	(787)	(5 091)	(261)	(720)	(6 859)
Dotations nettes aux amortissements	(24)	(270)	(20)	(46)	(360)
Pertes de valeur nettes de reprises	(1)	(8)	-	-	(9)
Diminutions	2	17	5	8	32
Écarts de conversion	-	2	(18)	1	(15)
Mouvements de périmètre	17	616	-	4	637
Autres mouvements	(1)	25	-	1	25
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(794)	(4 709)	(294)	(752)	(6 549)
Valeurs nettes au 31/12/2011	453	4 143	263	467	5 326
VALEURS NETTES AU 31/12/2012	528	4 957	300	471	6 256

Les immobilisations en concessions des activités autres que celles liées à la distribution publique d'électricité en France comprennent au 31 décembre 2012 les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique) et en Italie.

Les mouvements de périmètre observés sur l'exercice 2012 sont relatifs à la prise de contrôle d'Edison.

➤ Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Immobilisations	51 392	47 184
Immobilisations en cours	16 130	12 951
Immobilisations financées par location-financement	316	310
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	67 838	60 445

Au 31 décembre 2012, les immobilisations en cours correspondent notamment aux projets de constructions d'EPR en France et au Royaume-Uni. Des pertes de valeur pour (10) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2012 sur des immobilisations en cours ((29) millions d'euros en 2011).

22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Valeurs brutes au 31/12/2011	11 581	63 043	14 904	821	13 173	103 522
Augmentations	231	2 195	1 165	51	2 844	6 486
Diminutions	(275)	(818)	(104)	(3)	(269)	(1 469)
Écarts de conversion	96	155	196	-	1	448
Mouvements de périmètre	272	-	1 565	(2)	(535)	1 300
Autres mouvements	23	(371)	143	-	(307)	(512)
Valeurs brutes au 31/12/2012	11 928	64 204	17 869	867	14 907	109 775
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2011	(6 275)	(35 785)	(8 734)	(430)	(5 114)	(56 338)
Dotations nettes aux amortissements	(319)	(2 081)	(691)	(27)	(863)	(3 981)
Pertes de valeur nettes de reprises	(4)	(357)	(198)	-	(75)	(634)
Diminutions	109	647	93	3	250	1 102
Écarts de conversion	(38)	(30)	(116)	-	(32)	(216)
Mouvements de périmètre	12	-	1 083	1	18	1 114
Autres mouvements	15	568	(84)	4	67	570
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2012	(6 500)	(37 038)	(8 647)	(449)	(5 749)	(58 383)
Valeurs nettes au 31/12/2011	5 306	27 258	6 170	391	8 059	47 184
VALEURS NETTES AU 31/12/2012	5 428	27 166	9 222	418	9 158	51 392

Les mouvements de périmètre en 2012 sont principalement liés à la prise de contrôle d'Edison sur l'exercice.

La diminution de la charge d'amortissement des installations de production nucléaire observée en 2012 s'explique principalement par l'extension de 5 et 7 ans de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires au Royaume-Uni.

En France, les dépenses engagées pour améliorer les performances des tranches nucléaires ont conduit sur l'exercice à une augmentation des montants immobilisés. Par ailleurs, le renforcement du schéma de gestion a permis une amélioration du suivi des dépenses de maintenance courante et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers. Ces contrôles relèvent de la qualification d'inspections majeures et sont immobilisés.

22.3 Contrats de location-financement

	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>					
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	58	16	35	7	60
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	478	39	130	309	149

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 23 Participations dans les entreprises associées

Le détail des entreprises associées est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31/12/2012			31/12/2011	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	T	100,00	4 786	407	4 620	272
Alpiq	P	25,00	1 203	(201)	1 396	(276)
Taishan	P	30,00	693	-	688	-
Dalkia Holding	A	34,00	422	(1)	443	23
NTPC	P	40,00	123	27	125	23
Autres participations dans les entreprises associées			328	28	272	9
TOTAL			7 555	260	7 544	51

(1) P= production, T= transport, A= autres.

23.1 RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

23.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE sur l'exercice 2012 sont les suivants :

(en millions d'euros)	
Excédent brut d'exploitation 2012	1 610
Résultat net 2012	407
Capitaux propres au 31 décembre 2012	4 786
Total bilan au 31 décembre 2012	15 625
Endettement financier net au 31 décembre 2012	6 875

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2012, 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 2012, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 239 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2012 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF pour respectivement 181 millions d'euros et 205 millions d'euros ;
- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 285 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via des prêts pour un montant total de 1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012 (1 400 millions d'euros au 31 décembre 2011). Les charges d'intérêts relatives à ces prêts s'élèvent à 65 millions d'euros sur l'exercice 2012.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

23.2 Alpiq

23.2.1 Indicateurs financiers publiés

Pour l'exercice 2011, les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	
Chiffre d'affaires 2011	11 334
Résultat net 2011	(1 093)
Capitaux propres au 31 décembre 2011	5 104
Total bilan au 31 décembre 2011	14 352

23.2.2 Pertes de valeur

Le 14 décembre 2012, Alpiq a annoncé que des adaptations supplémentaires seraient nécessaires au regard des conditions de marché difficiles ainsi que des mutations profondes dans le paysage énergétique européen, avec pour conséquences un renforcement de son programme de réduction de coûts et de nouvelles pertes de valeur en 2012 pour un montant de (248) millions d'euros (en quote-part EDF). Ces dépréciations enregistrées par Alpiq portent notamment sur des actifs en Suisse et en Italie.

Cette annonce fait suite au recentrage initié par Alpiq en 2011 de son activité sur la Suisse et certains créneaux à l'international. Dans ce cadre, des pertes de valeur pour (320) millions d'euros (quote-part EDF) avaient été enregistrées dans les comptes consolidés du Groupe de l'exercice 2011. Ces dépréciations enregistrées par Alpiq dans ses comptes consolidés portaient notamment sur ses participations dans Romande Énergie en Suisse et dans Edipower et A2A en Italie.

➤ Note 24 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Valeur brute	Provisions	Valeur nette	Valeur brute	Provisions	Valeur nette
Combustible nucléaire	10 297	(15)	10 282	9 848	(13)	9 835
Autre combustible	2 104	(4)	2 100	1 963	(8)	1 955
Autres matières premières	1 298	(217)	1 081	1 095	(196)	899
En cours de production de biens et services	216	(30)	186	553	(11)	542
Autres stocks	625	(61)	564	378	(28)	350
TOTAL STOCKS	14 540	(327)	14 213	13 837	(256)	13 581

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 591 millions d'euros au 31 décembre 2012 (6 778 millions d'euros au 31 décembre 2011).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 764 millions d'euros au 31 décembre 2012 (943 millions d'euros au 31 décembre 2011).

➤ Note 25 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	20 518	17 962
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	2 927	3 613
Dépréciation	(948)	(667)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE	22 497	20 908

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 :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012			31/12/2011		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	23 445	(948)	22 497	21 575	(667)	20 908
dont créances échues de moins de 6 mois	2 144	(251)	1 893	2 019	(193)	1 826
dont créances échues de 6 à 12 mois	688	(211)	477	506	(125)	381
dont créances échues de plus de 12 mois	1 046	(408)	638	670	(278)	392
dont total des créances échues	3 878	(870)	3 008	3 195	(596)	2 599
dont total des créances non échues	19 567	(78)	19 489	18 380	(71)	18 309

Les variations observées sur l'exercice sont notamment liées au passage en intégration globale d'Edison depuis le 24 mai 2012.

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 185 millions d'euros en décembre 2012, dont 774 millions d'euros par le groupe Edison.

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

➤ Note 26 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Charges constatées d'avance	1 621	621
Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE)	997	3 821
Créances TVA	2 001	1 869
Créances fiscales (hors TVA)	678	595
Autres créances d'exploitation	3 189	3 403
AUTRES DÉBITEURS	8 486	10 309
Dont valeurs brutes	8 583	10 363
Dont dépréciation	(97)	(54)

Les échéances des autres débiteurs sont majoritairement à moins d'un an.

En 2012, les charges constatées d'avance intègrent des versements passés au titre de prestations futures relatives à la gestion du combustible utilisé dont la contrepartie figure au niveau des provisions liées à la production nucléaire (voir note 29).

Au 31 décembre 2012, la créance de CSPE inscrite au niveau des « Autres débiteurs » correspond principalement à la CSPE à collecter sur énergie livrée non facturée. Dans le cadre de l'accord signé avec les pouvoirs publics, un montant de 4 250 millions d'euros correspondant au déficit de la CSPE au 31 décembre 2012 a été reclassé en actif financier (voir note 4.1).

➤ Note 27 Capitaux propres

27.1 Capital social

Au 31 décembre 2012 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 0,50 euro chacune, détenues à 84,4 % par l'État français, 13,6 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions auto-détenues.

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.

27.2 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

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), 8 398 898 actions ont été achetées en 2012 pour un montant total de 134 millions d'euros et 7 413 159 actions ont été vendues pour un montant total de 119 millions d'euros.

Au 31 décembre 2012, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 2 161 333 actions pour une valeur de 33 millions d'euros.

27.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2012 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2011 de 1,15 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action mis en paiement le 16 décembre 2011, le solde de 0,58 euro par action a été mis en paiement le 6 juin 2012 pour un montant de 1 072 millions d'euros.

Le 22 novembre 2012, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2012, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2012 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 28 Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012			31/12/2011		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 094	18 431	19 525	1 302	17 528	18 830
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		225	20 754	20 979	173	19 670	19 843
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 319	39 185	40 504	1 475	37 198	38 673
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	45	1 090	1 135	41	809	850
Provisions pour avantages du personnel	31	912	19 540	20 452	940	14 611	15 551
Autres provisions	32	1 618	1 873	3 491	1 606	1 338	2 944
TOTAL PROVISIONS		3 894	61 688	65 582	4 062	53 956	58 018

➤ Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible utilisé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.21.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction d'une part des législations et des réglementations propres à chaque pays et d'autre part des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2011	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres Mouvements	31/12/2012
			Provisions Utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour gestion du combustible utilisé	11 530	337	(647)	(21)	-	618	11 817
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 300	511	(150)	-	-	47	7 708
Provisions pour aval du cycle nucléaire	18 830	848	(797)	(21)	-	665	19 525
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	16 430	1 262	(234)	-	-	(30)	17 428
Provisions pour derniers cœurs	3 413	167	-	-	-	(29)	3 551
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	19 843	1 429	(234)	-	-	(59)	20 979
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	38 673	2 277	(1 031)	(21)	-	606	40 504

Les autres mouvements relatifs aux provisions liées à la production nucléaire incluent principalement les effets suivants :

- (289) millions d'euros relatifs 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 (voir note 36.4), dont (616) millions d'euros résultant de l'extension de 5 et 7 ans de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires intervenue en 2012 ;
- 665 millions d'euros – au niveau des provisions pour gestion du combustible usé – relatifs à des prestations futures dont la contrepartie figure au niveau des charges constatées d'avance (sans impact sur le résultat de la période).

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	CENG	Autres	Total
(en millions d'euros)	Note 29.1	Note 29.2	Note 29.3	Note 29.4	
Provisions pour gestion du combustible usé	9 498	2 319	-	-	11 817
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	594	-	1	7 708
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2012	16 611	2 913	-	1	19 525
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2011	15 865	2 962	-	3	18 830
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 578	4 180	498	172	17 428
Provisions pour derniers cœurs	2 193	1 309	49	-	3 551
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2012	14 771	5 489	547	172	20 979
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2011	13 378	5 791	519	155	19 843

La baisse des provisions pour déconstructions et des provisions pour derniers cœurs d'EDF Energy observée sur l'exercice 2012 résulte à hauteur de respectivement (616) et (185) millions d'euros de l'extension de 5 et 7 ans de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires.

29.1 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.

29.1.1 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.

Au 31 décembre 2012, la provision pour gestion du combustible usé intègre les effets favorables de la révision de certains coûts relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible usé.

29.1.2 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).

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 prenant en compte, en référence ou sous forme de variantes, une grande partie des options de conception proposées par les producteurs. Elle devrait être en mesure de proposer une évaluation des coûts du stockage au plus tôt fin 2013, après prise en compte des recommandations de l'ASN, de la Commission Nationale d'Évaluation (CNE) et du débat public. Après consultation des producteurs de déchets et de l'ASN, le Ministre chargé de l'Énergie devrait arrêter l'évaluation de ces coûts et la rendre publique.

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 un rapport proposant différents scénarios de gestion des déchets FAVL et les conditions de reprise du processus de recherche de site. 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.

29.1.3 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 (filiale 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 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'inter-comparaison internationale réalisées avec 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 du devis de déconstruction remis à jour en 2012. Le devis et le planning ont été revus pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires. Cette révision s'est traduite par une augmentation du niveau de la provision pour déconstruction des centrales nucléaires de 610 millions d'euros, enregistrée en charge de l'exercice 2012 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ».

Cette nouvelle évaluation repose sur les hypothèses structurantes suivantes :

- stratégie de démantèlement dans les délais les plus courts possible (hypothèse inchangée par rapport au précédent devis) ;
- stratégie d'entreposage des déchets MAVL dans une Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est prévue en 2015 (au lieu de 2013 dans le précédent devis), dans l'attente de l'exutoire en stockage profond pour lequel l'hypothèse reste inchangée ;
- disponibilité de l'exutoire pour les déchets graphite à l'horizon 2025 (au lieu de 2019 dans le précédent devis) ;
- obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

29.1.4 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.

29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

29.1.5.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal retenu par EDF à partir du 31 décembre 2012 pour le calcul des provisions est de 4,8 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (taux d'actualisation nominal de 5,0 % et hypothèse d'inflation de 2,0 % avant cette date).

- Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée 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 déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation. L'évolution de ces critères a conduit le Groupe à revoir l'hypothèse d'inflation à 1,9% au 31 décembre 2012.

■ Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

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 doit par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré 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).

Afin de respecter le plafond réglementaire, le taux d'actualisation passe à 4,8% au 31 décembre 2012.

29.1.5.2 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.

	31/12/2012		31/12/2011	
	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
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	15 250	9 498	14 844	9 143
Gestion à long terme des déchets radioactifs	24 562	7 113	23 801	6 722
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	39 812	16 611	38 645	15 865
Déconstruction des centrales nucléaires	22 174	12 578	21 108	11 366
Derniers cœurs	3 887	2 193	3 888	2 012
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 061	14 771	24 996	13 378

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

	Montants provisionnés en valeur actualisée		Sensibilité au taux d'actualisation			
	2012	2011	2012		2011	
<i>(en millions d'euros)</i>			+0,20%	-0,20%	+0,25%	-0,25%
Aval du cycle nucléaire :						
- gestion du combustible utilisé	9 498	9 143	(165)	174	(200)	213
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	6 722	(361)	403	(412)	471
Déconstruction et derniers cœurs :						
- déconstruction des centrales nucléaires	12 578	11 366	(458)	479	(544)	576
- derniers cœurs	2 193	2 012	(66)	70	(81)	87
TOTAL	31 382	29 243	(1 050)	1 126	(1 237)	1 347

29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 8 402 millions d'euros au 31 décembre 2012 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 36.3) et s'élèvent à 6 920 millions d'euros au 31 décembre 2012 (7 209 millions d'euros au 31 décembre 2011).

29.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation financière de British Energy. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des « accords de restructuration » stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes d'EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002,

ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;

- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des « accords de restructuration », la provision correspondante s'élève à 186 millions d'euros au 31 décembre 2012 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des « accords de restructuration ».

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005 de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2012		31/12/2011	
	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
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	3 820	2 319	3 860	2 385
Gestion à long terme des déchets radioactifs	4 188	594	3 969	577
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	8 008	2 913	7 829	2 962

29.2.3 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 Plans de base de déconstruction (*Baseline Decommissioning Plans*) réalisés en 2008 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2012		31/12/2011	
	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
(en millions d'euros)				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	12 887	3 994	12 213	4 239

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction (soit 186 millions d'euros – voir note 29.2.1).

29.3 Provisions nucléaires de CENG

Aux États-Unis, les obligations en termes de gestion du combustible usé, d'évacuation des déchets et de déconstruction des centrales sont régies essentiellement par la NRC (*Nuclear Regulatory Commission*) ainsi que par le *Department of Energy* (DOE). Par ailleurs, certaines obligations relatives au transport de déchets sont régies par le *Department of Transportation*.

29.3.1 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, mais 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. En contrepartie, CENG verse chaque trimestre au DOE des honoraires à raison d'environ 1 dollar/MWh d'électricité produite.

29.3.2 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 et de tout règlement d'État applicable à la réhabilitation du site (*greenfielding requirements*). Aux États-Unis, la NRC impose l'achèvement de toutes les activités de déconstruction dans un délai de 60 ans après la cessation de l'exploitation de la centrale.

Les provisions de déconstruction comprennent les activités de dépollution, de démantèlement, d'évacuation et de remise en état du site. Ces activités recouvrent des coûts tels que le personnel interne et externe, le matériel et l'équipement, l'énergie, l'assurance, les taxes immobilières, l'entreposage temporaire sur place de combustible nucléaire usé, le transport et l'évacuation des déchets.

Les estimations des coûts de déconstruction sont calculées site par site à partir d'études techniques mises à jour périodiquement.

29.3.3 Actifs de couverture des obligations nucléaires

Les méthodes de financement approuvées par la NRC stipulent la création de fonds d'investissement externes réservés à chaque centrale pour couvrir ses obligations de déconstruction. Ces *trust funds*, actuellement investis en titres de dettes et en actions, sont comptabilisés comme des actifs disponibles à la vente et sont valorisés à leur juste valeur.

Le Comité des Investissements de CENG détermine la stratégie générale d'investissement dont la répartition par type d'actifs. CENG conduit périodiquement une étude complète de la gestion actif-passif afin d'ajuster et d'optimiser 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. Aucun des fonds ne peut être directement investi dans des sociétés détenant des centrales nucléaires.

La NRC fixe des indicateurs minimums à respecter pour les actifs de couverture concernant les activités de déconstruction radiologique et demande aux propriétaires de centrales de soumettre un rapport tous les deux ans (les années impaires) pour démontrer l'adéquation de ces actifs de couverture pour chaque centrale. En cas d'insuffisance indiquée, la NRC peut exiger des mesures financières supplémentaires sous forme de trésorerie, de lettres de crédit ou de garantie de la maison-mère. En mars 2012, suite à la fusion entre Exelon et Constellation Energy, CENG a déposé un rapport financier en dehors du cycle prévu. Ce rapport n'a indiqué aucune insuffisance, et la NRC n'a pas demandé de garanties financières supplémentaires. Le prochain rapport doit être soumis d'ici à mars 2013.

29.4 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 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Autres	Total
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLÉAIRES AU 31/12/2012	522	71	416	126	1 135
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2011	477	50	189	134	850

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 2012 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

➤ Note 31 Provisions pour avantages du personnel

31.1 Groupe EDF

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Provision pour avantages du personnel – part courante	912	940
Provision pour avantages du personnel – part non courante	19 540	14 611
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	20 452	15 551

31.1.1 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	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2011	28 267	(12 594)	15 673	(122)	15 551
Charge nette de l'exercice 2012	2 353	(635)	1 718	13	1 731
Variation des écarts actuariels	5 476	(866)	4 610	-	4 610
Cotisations versées aux fonds	-	(706)	(706)	-	(706)
Cotisations salariales	24	(24)	-	-	-
Prestations versées	(1 353)	555	(798)	-	(798)
Coût des services passés non acquis	74	-	74	(74)	-
Écarts de conversion	142	(111)	31	-	31
Mouvements de périmètre	36	-	36	-	36
Autres variations	23	(27)	(4)	1	(3)
SOLDES AU 31/12/2012	35 042	(14 408)	20 634	(182)	20 452

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Coût des services rendus	(743)	(686)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 392)	(1 337)
Rendement escompté des actifs de couverture	635	597
Coûts des services passés	36	(25)
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	(271)	(100)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	4	(2)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	(1 731)	(1 553)
dont:		
Résultat d'exploitation	(974)	(813)
Résultat financier	(757)	(740)

31.1.3 Segmentation géographique de la provision

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2011	21 454	6 027	37	462	287	28 267
Charge nette de l'exercice 2012	1 789	500	5	44	15	2 353
Variation des écarts actuariels	5 685	(333)	-	42	82	5 476
Cotisations salariales	-	23	-	-	1	24
Prestations versées	(1 123)	(196)	(2)	(25)	(7)	(1 353)
Coût des services passés non acquis	74	-	-	-	-	74
Écarts de conversion	-	142	-	(2)	2	142
Mouvements de périmètre	-	-	19	6	11	36
Autres variations	-	3	(9)	2	27	23
ENGAGEMENTS AU 31/12/2012	27 879	6 166	50	529	418	35 042
Juste valeur des actifs de couverture	(8 280)	(5 755)	-	(207)	(166)	(14 408)
Coûts des services passés non comptabilisés	(178)	-	-	(3)	(1)	(182)
PROVISION AU 31/12/2012 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	19 421	411	50	319	251	20 452

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
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)
Coûts des services passés non comptabilisés	(117)	-	-	(3)	(2)	(122)
PROVISION AU 31/12/2011 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	14 031	1 049	37	278	156	15 551

31.2 France

Le secteur France regroupe principalement 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 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>					
Soldes au 31/12/2011	21 454	(7 306)	14 148	(117)	14 031
Charge nette de l'exercice 2012	1 789	(353)	1 436	13	1 449
Variation des écarts actuariels	5 685	(617)	5 068	-	5 068
Cotisations versées aux fonds	-	(345)	(345)	-	(345)
Cotisations salariales	-	-	-	-	-
Prestations versées	(1 123)	341	(782)	-	(782)
Coût des services passés non acquis	74	-	74	(74)	-
Autres variations	-	-	-	-	-
SOLDES AU 31/12/2012	27 879	(8 280)	19 599	(178)	19 421

La variation des écarts actuariels est principalement liée à la baisse du taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel, qui s'établit à 3,5 % au 31 décembre 2012 (5,0 % au 31 décembre 2011).

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

	31/12/2012	31/12/2011
<i>(en millions d'euros)</i>		
Coût des services rendus	(507)	(501)
Charges d'intérêts (actualisation)	(1 070)	(1 030)
Rendement escompté des actifs de couverture	353	330
Coûts des services passés	40	(13)
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	(266)	(98)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	1	-
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	(1 449)	(1 312)
dont:		
Résultat d'exploitation	(732)	(612)
Résultat financier	(717)	(700)

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2012 :

	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2012	26 591	(8 280)	(178)	18 133
Dont :				
Retraites	20 859	(7 668)	-	13 191
Avantage en nature énergie	3 923	-	-	3 923
Indemnités de fin de carrière	861	(598)	(102)	161
Autres	948	(14)	(76)	858
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2012	1 288	-	-	1 288
Dont :				
Rentes ATMP et Invalidité	1 096	-	-	1 096
Médailles du travail	155	-	-	155
Autres	37	-	-	37
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2012	27 879	(8 280)	(178)	19 421

Au 31 décembre 2011 :

	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2011	20 362	(7 306)	(117)	12 939
Dont :				
Retraites	16 138	(6 762)	-	9 376
Avantage en nature énergie	2 912	-	-	2 912
Indemnités de fin de carrière	744	(531)	(114)	99
Autres	568	(13)	(3)	552
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)	14 031

31.2.4 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élevaient à 8 280 millions d'euros au 31 décembre 2012 (7 306 millions d'euros au 31 décembre 2011) 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)	31/12/2012	31/12/2011
ACTIFS DE COUVERTURE	8 280	7 306
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>7 668</i>	<i>6 762</i>
dont en %		
Actions	29 %	26 %
Obligations et monétaires	71 %	74 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>598</i>	<i>531</i>
dont en %		
Actions	31 %	39 %
Obligations et monétaires	69 %	61 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>14</i>	<i>13</i>

31.2.5 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2012	31/12/2011
Taux d'actualisation	3,50 %	5,00 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	3,80 %	4,70 %
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 durée comparable - OAT 2035, d'une durée de 14 ans homogène avec celle des engagements au personnel - auquel a été ajouté un *spread* calculé sur les obligations d'entreprises non financières de première catégorie, en tenant compte de leur durée.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à revoir le taux d'actualisation à 3,50 % pour l'exercice 2012.

31.2.6 Analyse de sensibilité

(en %)	31/12/2012	31/12/2011
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	-4,0 %/+4,3 %	-3,4 %/+3,6 %
■ Sur le coût des services rendus au titre de l'exercice N+1	-6,4 %/+7,1 %	-5,3 %/+5,7 %

31.3 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 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. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- 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.

31.3.1 Décomposition de la variation de la provision

	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>					
Soldes au 31/12/2011	6 027	(4 978)	1 049	-	1 049
Charge nette de l'exercice 2012	500	(261)	239	-	239
Variation des écarts actuariels	(333)	(238)	(571)	-	(571)
Cotisations versées aux fonds	-	(337)	(337)	-	(337)
Cotisations salariales	23	(23)	-	-	-
Prestations versées	(196)	196	-	-	-
Coût des services passés non acquis	-	-	-	-	-
Écarts de conversion	142	(114)	28	-	28
Mouvements de périmètre	-	-	-	-	-
Autres variations	3	-	3	-	3
SOLDES AU 31/12/2012	6 166	(5 755)	411	-	411

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

	31/12/2012	31/12/2011
<i>(en millions d'euros)</i>		
Coût des services rendus de l'exercice	(209)	(160)
Charges d'intérêts (actualisation)	(289)	(281)
Rendement escompté des actifs de couverture	261	255
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	(2)	(3)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	(239)	(189)
dont:		
Résultat d'exploitation	(211)	(163)
Résultat financier	(28)	(26)

31.3.3 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 5 755 millions d'euros au 31 décembre 2012 (4 978 millions d'euros au 31 décembre 2011). Ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

	31/12/2012	31/12/2011
<i>(en millions d'euros)</i>		
ACTIFS DE COUVERTURE	5 755	4 978
Dont:		
Biens immobiliers	7 %	6 %
Actions	33 %	34 %
Obligations et monétaires	49 %	52 %
Autres	11 %	8 %

31.3.4 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2012	31/12/2011
Taux d'actualisation	4,50 %	4,70 %
Taux de rendement attendu des actifs sur retraites	4,70 %	5,10 %
Taux d'augmentation des salaires	3,10 %	4,70 %

31.3.5 Analyses de sensibilité

(en %)	31/12/2012	31/12/2011
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	-4,7%/+4,9 %	-4,8%/+5,0 %
■ Sur le coût des services rendus au titre de l'exercice N+1	-6,0%/+6,6 %	-7,3%/+7,3 %

➤ Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2011	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2012
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux participations	194	70	(54)	(18)	-	-	192
Provisions pour risques fiscaux	266	38	(3)	(38)	148	3	414
Provisions pour litiges ⁽¹⁾	563	98	(42)	(75)	71	(11)	604
Provisions pour contrats onéreux	808	104	(204)	-	-	(5)	703
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽²⁾	466	703	(612)	-	16	8	581
Autres provisions	647	545	(288)	(74)	170	(3)	997
TOTAL	2 944	1 558	(1 203)	(205)	405	(8)	3 491

(1) Les provisions pour litiges incluent notamment une provision pour litige avec les organismes sociaux.

(2) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 50).

Les provisions pour contrats onéreux intègrent l'évaluation en juste valeur :

- des contrats de vente British Energy pour 27 millions d'euros au 31 décembre 2012 (130 millions d'euros au 31 décembre 2011) ;
- des contrats de vente à long terme (2011-2021) de CENG pour 461 millions d'euros au 31 décembre 2012 (491 millions d'euros au 31 décembre 2011). Les reprises de provisions attachées à ces contrats résultent de la différence sur l'exercice entre les revenus contractualisés et les revenus évalués sur la base des prix de marché à la date d'acquisition.

➤ Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Contre-valeur des biens	41 702	40 307
Financement concessionnaire non amorti	(20 182)	(19 383)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	21 520	20 924
Amortissement du financement du concédant	10 453	9 923
Provisions pour renouvellement	10 578	10 922
Droits sur biens à renouveler	21 031	20 845
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	42 551	41 769

➤ Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 027	9 358
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 616	4 323
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	14 643	13 681

➤ Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011
Avances et acomptes reçus	6 491	6 696
Fournisseurs d'immobilisations	2 699	2 404
Dettes fiscales	4 922	4 213
Dettes sociales	3 166	2 889
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	4 004	4 825
Autres produits constatés d'avance	996	1 110
Autres dettes	2 977	2 752
AUTRES CRÉDITEURS	25 255	24 889
dont part non courante	4 218	4 989
dont part courante	21 037	19 900

35.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2012, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 5 558 millions d'euros (5 145 millions d'euros au 31 décembre 2011). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

35.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2012, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 747 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (579 millions d'euros au 31 décembre 2011).

35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2012, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent chez EDF les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 183 millions d'euros (2 818 millions au 31 décembre 2011).

La variation observée sur l'exercice inclut le remboursement par le groupe EDF de l'avance versée par ENEL pour un montant de 613 millions d'euros en décembre 2012 suite à la fin du partenariat industriel entre les deux Groupes autour de l'EPR de Flamanville (voir note 3.3.2). Cette avance était comptabilisée pour un montant de 513 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS

➤ Note 36 Actifs financiers courants et non courants

36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	3 167	12	3 179	4 482	12	4 494
Actifs financiers disponibles à la vente	11 208	16 045	27 253	10 413	13 915	24 328
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	9	14	23	3	16	19
Juste valeur positive des dérivés de couverture	825	1 596	2 421	914	1 862	2 776
Prêts et créances financières	1 224	12 804	14 028	1 168	8 455	9 623
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	16 433	30 471	46 904	16 980	24 260	41 240

(1) Dont dépréciation pour (1 111) millions d'euros au 31 décembre 2012 ((1 141) millions d'euros au 31 décembre 2011).

36.2 Détail des actifs financiers

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Juste valeur positive des dérivés de transaction	3 162	4 478
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	5	4
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	3 179	4 494

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	7 328	7 890	15 218	5 801	7 510	13 311
Actifs liquides	3 715	6 574	10 289	2 782	6 242	9 024
Autres titres	1 676	70	1 746	1 918	75	1 993
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	12 719	14 534	27 253	10 501	13 827	24 328

(1) Actions ou OPCVM.

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

Comptes consolidés

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 :

(en millions d'euros)	2012		2011	
	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	1 237	236	(448)	(77)
Actifs liquides	48	28	27	35
Autres actifs	(76)	8	(319)	(38)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	1 209	272	(740)	(80)

(1) +/(-) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) +/(-) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur l'exercice 2012 concernent principalement EDF pour 1 247 millions d'euros, dont 1 237 millions d'euros au titre des actifs dédiés.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2012.

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 avait conduit à la comptabilisation d'une perte de (340) millions d'euros en résultat financier.

36.2.2.1 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 OPCVM monétaires d'EDF représentent 3 249 millions d'euros au 31 décembre 2012 (2 187 millions d'euros au 31 décembre 2011).

36.2.2.2 Autres titres

Au 31 décembre 2012, les autres titres se composent notamment :

- chez CENG, de 607 millions d'euros d'actifs disponibles à la vente liés au « Nuclear Decommissioning Trust Funds » (fonds réservés au financement de la déconstruction des centrales nucléaires) ;
- chez EDF, de titres AREVA pour 110 millions d'euros et Veolia Environnement pour 202 millions d'euros.

Sur l'exercice 2012, le Groupe a cédé l'ensemble de ses titres Exelon pour un montant de 361 millions d'euros. Une plus-value de cession de 32 millions d'euros – résultant d'une part de la transformation des titres CEG en titres Exelon dans le cadre de la finalisation de la fusion entre ces deux sociétés le 12 mars 2012, et d'autre part des cessions de titres Exelon intervenues sur l'exercice – a été enregistrée dans le résultat financier de la période.

36.3 Juste valeur des actifs financiers comptabilisés au coût amorti

(en millions d'euros)	31/12/2012		31/12/2011	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
Actifs détenus jusqu'à l'échéance	23	23	19	19
Prêts et créances financières - Actifs à recevoir du NLF	6 920	6 920	7 209	7 209
Prêts et créances financières - CSPE	4 879	4 879	-	-
Autres prêts et créances financières	2 368	2 229	2 567	2 414
ACTIFS COMPTABILISÉS AU COÛT AMORTI	14 190	14 051	9 795	9 642

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 6 920 millions d'euros au 31 décembre 2012 (7 209 millions d'euros au 31 décembre 2011), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent.

Par ailleurs, suite à l'accord avec les pouvoirs publics, la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012 a été transférée des « autres

débiteurs » à « prêts et créances financières » pour un montant de 4 250 millions d'euros (voir note 4.1). Dans ce cadre, le produit financier de 629 millions d'euros correspondant aux coûts de portage supportés par le Groupe est également enregistré à ce niveau.

Les autres prêts et créances financières intègrent les prêts d'EDF à RTE pour un montant de 1 174 millions d'euros au 31 décembre 2012 (1 400 millions d'euros au 31 décembre 2011).

36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	31/12/2011	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2012
Actifs financiers disponibles à la vente	24 328	1 887	937	114	(13)	27 253
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	19	10	-	(6)	-	23
Prêts et créances financières	9 623	330	-	60	4 015	14 028

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières correspondent au transfert de la créance constituée du déficit de la CSPE pour 4 250 millions d'euros et 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 (289) millions d'euros.

36.4.2 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	9 348	(380)	-	49	606	9 623

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.

➤ Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Disponibilités	3 090	2 018
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	2 584	3 502
Comptes courants financiers	200	223
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	5 874	5 743

(1) Dont part à la juste valeur pour 2 507 millions d'euros au 31 décembre 2012.

➤ Note 38 Passifs financiers courants et non courants

38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	45 891	14 041	59 932	41 989	8 045	50 034
Juste valeur négative des dérivés de transaction	-	2 290	2 290	-	3 433	3 433
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 089	1 190	2 279	699	1 311	2 010
PASSIFS FINANCIERS	46 980	17 521	64 501	42 688	12 789	55 477

38.2 Emprunts et dettes financières

38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
Solde 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
Solde au 31/12/2011	37 524	5 481	5 567	371	1 091	50 034
Augmentations	6 000	1 984	4 400	-	256	12 640
Diminutions	(802)	(3 944)	(382)	(17)	(18)	(5 163)
Écarts de conversion	126	(5)	(19)	-	-	102
Mouvements de périmètre	894	1 444	(25)	43	(5)	2 351
Autres mouvements	127	(52)	(153)	30	16	(32)
SOLDES AU 31/12/2012	43 869	4 908	9 388	427	1 340	59 932

Les autres mouvements sur emprunts et dettes financières correspondent à des variations de juste valeur à hauteur de 86 millions d'euros au 31 décembre 2012 (826 millions d'euros au 31 décembre 2011).

EDF a reçu les fonds provenant des émissions obligataires suivantes :

- deux milliards d'euros avec un coupon annuel de 3,875 % d'une maturité de 10 ans, en date du 18 janvier 2012 ;
- un milliard d'euros, avec un coupon annuel de 4,125 %, d'une maturité de 15 ans, et 500 millions de livres sterling avec un coupon annuel de 5,5 %, d'une maturité de 25 ans, en date du 27 mars 2012 ;
- deux milliards d'euros avec un coupon annuel de 2,75 %, d'une maturité de 10,5 ans, en date du 10 septembre 2012.

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	42 384	35 407
EDF Energy ⁽²⁾	6 786	5 965
EDF Énergies Nouvelles	3 700	4 572
Edison ⁽³⁾	3 474	1 861
Autres entités	3 588	2 229
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	59 932	50 034

(1) ERDF, PEI, EDF International, EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TdE.

Au 31 décembre 2012, 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 2012, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	11/2008	01/2013	2 000	EUR	5,60 %
Obligataire	EDF	12/2008	12/2013	1 350	CHF	3,38 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2014	1 250	USD	5,50 %
Euro MTN	EDF	07/2009	07/2014	3 269	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,10 %
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,40 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,30 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,60 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,60 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,60 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,10 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	7,00 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,10 %

(1) Date de réception des fonds.

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2012 :

(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	3 848	1 940	6 998	37	1 218	14 041
Entre un et cinq ans	10 590	791	1 627	126	61	13 195
À plus de cinq ans	29 431	2 177	763	264	61	32 696
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2012	43 869	4 908	9 388	427	1 340	59 932

Au 31 décembre 2011 :

(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

38.2.3 Ventilation des emprunts par devise

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	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)	35 709	1 485	37 194	29 479	(3 129)	26 350
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	11 621	(6 240)	5 381	8 890	(2 401)	6 489
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	7 927	5 773	13 700	6 822	7 559	14 381
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 675	(1 018)	3 657	4 843	(2 029)	2 814
EMPRUNTS	59 932	-	59 932	50 034	-	50 034

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	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	52 306	(4 844)	47 462	42 614	(2 630)	39 984
Emprunts à taux variable	7 626	4 844	12 470	7 420	2 630	10 050
TOTAL DES EMPRUNTS	59 932	-	59 932	50 034	-	50 034

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 8 598 millions d'euros au 31 décembre 2012 (10 179 millions d'euros au 31 décembre 2011).

(en millions d'euros)	31/12/2012				31/12/2011
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	8 598	637	7 961	-	10 179

La diminution des lignes de crédit observée au 31 décembre 2012 est principalement liée à EDF sur les lignes à échéances à moins d'un an.

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2012 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

38.2.7 Juste valeur des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	31/12/2012		31/12/2011	
	Juste valeur	Valeur nette comptable	Juste valeur	Valeur nette comptable
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	71 671	59 932	53 196	50 034

38.3 Endettement financier net

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net prend en compte les prêts du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence depuis le 31 décembre 2010, ainsi que les prêts à des sociétés contrôlées conjointement en contrepartie desquels sont enregistrés des emprunts et dettes financières.

38.3.1 Endettement financier net

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012	31/12/2011
Emprunts et dettes financières	38.2.1	59 932	50 034
Dérivés de couverture des dettes		(797)	(834)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(5 874)	(5 743)
Actifs liquides ⁽¹⁾	36.2	(10 289)	(9 024)
Prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint ⁽²⁾		(1 397)	(1 400)
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés		-	252
ENDETTEMENT FINANCIER NET		41 575	33 285

(1) Dont actifs financiers disponibles à la vente pour 10 289 millions d'euros au 31 décembre 2012 (9 024 millions d'euros au 31 décembre 2011).

(2) Dont 1 174 millions d'euros de prêts à RTE au 31 décembre 2012.

En 2012, les opérations de montée au capital d'Edison et TdE conduisant à une intégration globale de ces entités dans les comptes consolidés du groupe EDF se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net au 31 décembre 2012 de 3 259 millions d'euros (voir note 3.1.6).

➤ Note 39 Juste valeur des instruments financiers

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers en juste valeur au bilan est la suivante.

39.1 Au 31 décembre 2012

(en millions d'euros)	Clôture	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⁾	3 179	16	2 942	221
Actifs financiers disponibles à la vente	27 253	4 363	22 275	615
Juste valeur positive des dérivés de couverture	2 421	-	2 421	-
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	2 507	-	2 507	-
Instruments financiers actifs en juste valeur au bilan	35 360	4 379	30 145	836
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 279	9	2 269	1
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 290	11	2 093	186
Instruments financiers passifs en juste valeur au bilan	4 569	20	4 362	187

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 162 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.

39.2 Au 31 décembre 2011

(en millions d'euros)	Clôture	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.

➤ Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques génèrent potentiellement de la volatilité sur les états financiers.

■ Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique, et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 9.5.1 de l'examen de la situation financière et du résultat.

■ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 9.5.2 de l'examen de la situation financière et du résultat.

■ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ces contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au niveau du chapitre 9.5.1.7 de l'examen de la situation financière et du résultat.

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 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au niveau de l'examen de la situation financière et du résultat :

- Risques de change : chapitre 9.5.1.3 ;
- Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : chapitre 9.5.1.4 ;
- Risques actions sur actifs financiers : chapitres 9.5.1.5 et 9.5.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- Risques de liquidité :
 - échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2 ;
 - lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5 ;
 - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6 ;
 - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 44.
- Risques de change :
 - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Risques actions (examen de la situation financière et du résultat – chapitres 9.5.1.5 et 9.5.1.6) :
 - couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 44.1.1 et 29.1.5 ;
 - couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.4 et 31.3.3 ;
 - 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 consolidés – note 29.1.5.1 ;
 - taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4 ;
 - ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4.
- Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :
 - instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres ;
 - instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

➤ Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la

couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012	31/12/2011
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	2 421	2 776
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 279)	(2 010)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		142	766
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	675	337
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	(80)	679
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(431)	(231)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(22)	(19)

41.1 Couverture de juste valeur

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des swaps de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2012, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente un gain de 41 millions d'euros incluse dans le résultat financier (gain de 4 millions d'euros en 2011).

41.2 Couverture de flux de trésorerie

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les swaps de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de vente 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 en 2012 est une perte de 1 million d'euros (perte de 9 millions d'euros en 2011).

41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des swaps de change et du change à terme.

41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2012			2011		
	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
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	(42)	4	-	(156)	(1)	(9)
Couverture de change	(608)	(264)	7	254	317	6
Couverture d'investissement net à l'étranger	(420)	-	-	(508)	-	-
Couverture de matières premières	(538)	(566)	-	(1 270)	(693)	-
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	(1 608)	(826)	7	(1 680)	(377)	(3)

(1) +/(-) : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) +/(-) : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2012			Total	Notionnel au 31/12/2011	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		Total	31/12/2012	31/12/2011
<i>(en millions d'euros)</i>							
Achats de CAP	50	20	-	70	98	-	-
Achats d'options	45	25	-	70	120	(1)	(1)
Opérations sur taux d'intérêt	95	45	-	140	218	(1)	(1)
Payeur fixe/receveur variable	539	1 151	1 273	2 963	3 833	(342)	(304)
Payeur variable/receveur fixe	613	1 865	5 539	8 017	5 991	1 172	705
Variable/variable	1 177	272	38	1 487	1 520	-	16
Fixe/fixe	1 320	3 323	4 514	9 157	10 141	(154)	(79)
Swaps de taux	3 649	6 611	11 364	21 624	21 485	676	338
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	3 744	6 656	11 364	21 764	21 703	675	337

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 41.4.2).

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2012 :

(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	31/12/2012
Change à terme	3 415	1 341	-	4 756	3 428	1 356	-	4 784	(22)
Swaps	14 617	5 875	4 690	25 182	14 603	5 694	4 956	25 253	(58)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	18 032	7 216	4 690	29 938	18 031	7 050	4 956	30 037	(80)

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

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 41.4.1).

41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Contrats de couverture d'électricité	(142)	(489)
Contrats de couverture de gaz	(73)	(62)
Contrats de couverture de charbon	(371)	(591)
Contrats de couverture des produits pétroliers	104	42
Contrats de couverture de droits d'émission de CO ₂	(56)	(170)
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(538)	(1 270)

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Contrats de couverture d'électricité	(296)	(530)
Contrats de couverture de gaz	12	90
Contrats de couverture de charbon	(280)	(348)
Contrats de couverture des produits pétroliers	35	106
Contrats de couverture de droits d'émission de CO ₂	(37)	(11)
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(566)	(693)

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2012				Juste valeur	31/12/2011	
		Notionnels nets					Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	de 1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
Swaps		-	-	-	-	1	2	
Forwards/futures		3	(3)	-	(5)	14	(195)	
Électricité	TWh	3	(3)	-	(5)	15	(193)	
Swaps		(296)	8	-	1	92	(9)	
Forwards/futures		685	1 282	-	(39)	1 487	(72)	
Gaz	Millions de therms	389	1 290	-	(38)	1 579	(81)	
Swaps		21 801	5 907	-	45	7 046	130	
Produits pétroliers	Milliers de barils	21 801	5 907	-	45	7 046	130	
Swaps		10	4	-	(168)	12	39	
Charbon	Millions de tonnes	10	4	-	(168)	12	39	
Forwards/futures		29 356	7 365	-	(265)	16 391	(127)	
CO₂	Milliers de tonnes	29 356	7 365	-	(265)	16 391	(127)	
Autres matières premières					-		1	
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(431)	(231)	

41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2012		31/12/2011	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Gaz (swaps)	Millions de therms	49	-	52	1
Charbon et fret	Millions de tonnes	(32)	(22)	(15)	(20)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE			(22)		(19)

➤ Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012	31/12/2011
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2	3 162	4 478
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(2 290)	(3 433)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		872	1 045
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(92)	(42)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(21)	(35)
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	985	1 122

42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (swaps de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2012				Notionnel au 31/12/2011		Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2012	31/12/2011	
Payeur fixe/receveur variable	2 369	904	573	3 846	4 562	(248)	(279)	
Payeur variable/receveur fixe	2 738	823	351	3 912	3 957	182	242	
Variable/variable	200	725	-	925	355	(26)	(5)	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	5 307	2 452	924	8 683	8 874	(92)	(42)	

42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

■ Au 31 décembre 2012

(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	31/12/2012	
Change à terme	4 060	425	49	4 534	4 085	433	52	4 570	(32)	
Swaps	6 446	131	-	6 577	6 435	133	-	6 568	11	
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 506	556	49	11 111	10 520	566	52	11 138	(21)	

■ 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	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)

42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2012		31/12/2011	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Swaps		3	715	(5)	485
Options		76	53	36	31
Forwards/futures		(42)	250	(14)	663
Électricité	TWh	37	1 018	17	1 179
Swaps		4 023	(10)	6	12
Options		25 118	-	16 022	81
Forwards/futures		(2 002)	(363)	591	(263)
Gaz	Millions de therms	27 139	(373)	16 619	(170)
Swaps		64	10	133	17
Options		(187)	(1)	1	-
Forwards/futures		(218)	(1)	(81)	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	(341)	8	53	17
Swaps		(45)	(170)	(48)	(632)
Forwards/futures		123	110	87	607
Frêt		31	157	15	46
Charbon et fret	Millions de tonnes	109	97	54	21
Swaps		(386)	27	(561)	-
Options		(546)	(2)	3 370	(2)
Forwards/futures		49 117	212	9 007	115
CO₂	Milliers de tonnes	48 185	237	11 816	113
Swaps			(6)		(40)
Autres matières premières			(6)		(40)
Dérivés incorporés de matières			4		2
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE			985		1 122

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS

➤ Note 43 Flux de trésorerie

43.1 Variation du besoin en fonds de roulement

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Variation des stocks	(508)	(1 031)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(1 426)	(1 009)
Variation des créances clients et comptes rattachés	(510)	(567)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	(27)	(5)
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	81	827
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	(2 390)	(1 785)

43.2 Investissements incorporels et corporels

<i>(en millions d'euros)</i>	2012	2011
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(817)	(544)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(12 798)	(10 790)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	229	200
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(13 386)	(11 134)

➤ Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2012. Les variations observées au cours de l'exercice 2012 intègrent notamment l'effet du passage en intégration globale d'Edison depuis le 24 mai 2012. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

44.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe au 31 décembre 2012 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2012	31/12/2011
Engagements d'achats d'énergies et de combustibles	44.1.1	30 931	29 718
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	44.1.2	20 529	19 791
Engagements de location simple en tant que preneur	44.1.3	4 165	2 525
Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	44.1.4	367	629
Engagements donnés liés au financement	44.1.5	5 449	3 906
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		61 441	56 569

44.1.1 Engagements d'achat d'énergies et de combustibles

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières, ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans. 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'achat à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2012, l'échéancier des engagements d'achat d'énergies et de combustibles se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2012				31/12/2011
		Échéances				Total
		< 1 an	1 - 5 ans	5 - 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés	7 676	2 060	2 482	1 119	2 015	9 467
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽¹⁾	1 458	683	761	14	-	1 553
Achats de combustible nucléaire	21 797	2 675	6 991	6 760	5 371	18 698
ENGAGEMENTS D'ACHAT D'ÉNERGIES ET DE COMBUSTIBLES	30 931	5 418	10 234	7 893	7 386	29 718

(1) Hors achat de gaz.

Les évolutions résultent principalement de la hausse des engagements d'achat de combustible nucléaire, compensée partiellement par une baisse des contrats d'achat d'électricité, notamment chez EDF.

44.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achat 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 cogénération 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 CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 36 TWh pour l'exercice 2012 (33 TWh pour l'exercice 2011), dont 10 TWh au titre de la cogénération (12 TWh pour 2011), 14 TWh au titre de l'éolien (12 TWh pour 2011), 4 TWh au titre du photovoltaïque (2 TWh pour 2011) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2011).

44.1.1.2 Achat d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achat d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques.

44.1.1.3 Achat de combustible nucléaire

Les engagements d'achat de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

L'augmentation des engagements résulte principalement de la signature de nouveaux contrats ou avenants en 2012 pour un montant de 4,8 milliards d'euros.

44.1.1.4 Achat de gaz et services associés

Les engagements d'achat de gaz sont principalement portés par Edison.

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale de 14,4 milliards de mètres cubes par an. Ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non. Au 31 décembre 2012, les engagements hors bilan au titre des clauses de *take-or-pay* d'Edison s'élèvent à 414 millions d'euros, correspondant à la valeur des volumes de gaz non enlevés à cette date et dont la livraison est reportée sur une période ultérieure.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du 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 %, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

Les engagements d'achat de gaz sont également portés par EDF – dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz – et par des filiales via des engagements généralement adossés à des contrats de vente d'électricité dont les clauses dites de «*pass-through*» permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

44.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

(en millions d'euros)	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Garanties de bonne exécution/bonne fin/soumission	486	157	186	143	566
Engagements sur commandes d'exploitation ⁽¹⁾	4 379	2 620	1 253	506	4 354
Engagements sur commandes d'immobilisations	11 657	5 962	5 080	615	12 083
Autres engagements liés à l'exploitation	4 007	2 138	1 131	738	2 788
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION	20 529	10 877	7 650	2 002	19 791

(1) Hors énergies et combustibles.

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 2012, 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.

Au 31 décembre 2012, les engagements sur commandes d'immobilisations et d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2012			31/12/2011		
	Engagements sur commandes d'exploitation	Engagements sur commandes d'immobilisations	Total	Engagements sur commandes d'exploitation	Engagements sur commandes d'immobilisations	Total
EDF SA	2 420	7 908	10 328	2 410	6 882	9 292
ERDF	426	930	1 356	427	800	1 227
EDF Énergies Nouvelles	611	600	1 211	670	1 538	2 208
EDF Energy	622	603	1 225	509	758	1 267
PEI ⁽¹⁾	-	414	414	-	844	844
Dunkerque LNG ⁽²⁾	-	656	656	-	783	783
Autres	300	546	846	338	478	816
ENGAGEMENTS SUR COMMANDES	4 379	11 657	16 036	4 354	12 083	16 437

(1) Les engagements sont principalement liés à la construction de centrales thermiques.

(2) Les engagements sont principalement liés à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

La baisse des commandes d'immobilisations chez EDF Énergies Nouvelles concerne essentiellement les commandes de turbines, notamment aux États-Unis et au Canada, et de panneaux solaires en France.

Les autres engagements donnés liés à l'exploitation concernent notamment EDF SA à hauteur de 1 017 millions d'euros (728 millions d'euros en 2011) et Edison à hauteur de 1 292 millions d'euros (683 millions d'euros en 2011). Concernant Edison, l'effet du changement de méthode de consolidation explique la hausse des engagements à fin décembre 2012 à hauteur de 713 millions d'euros.

44.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2012, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	4 165	514	1 784	1 867	2 525

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que des contrats de fret maritime dans le cadre des activités de trading. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles et EDF Trading.

La variation de l'exercice concerne essentiellement des nouveaux contrats liés à des engagements immobiliers pris par EDF.

44.1.4 Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Au 31 décembre 2012, les éléments constitutifs des engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
Engagements d'acquisition de titres de participations	333	281	13	39	427
Autres engagements donnés liés aux investissements	34	28	4	2	202
TOTAL DES ENGAGEMENTS LIÉS AUX ACQUISITIONS DE TITRES DE PARTICIPATIONS ET D'ACTIFS	367	309	17	41	629

44.1.4.1 Engagements d'acquisition de titres et d'actifs

Les engagements d'acquisition de titres du 31 décembre 2011 incluent l'engagement de rachat des participations d'EnBW dans des entités polonaises pour un montant de 301 millions d'euros. Le rachat de ces participations par le Groupe est intervenu le 16 février 2012.

Au 31 décembre 2012, ces engagements comprennent notamment l'engagement d'achat de titres lié à la reprise du parc éolien terrestre français d'Iberdrola par EDF Énergies Nouvelles et de titres du fonds Electranova Capital.

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.

Au 31 décembre 2012, Centrica disposait d'une option de vente sur EDF de ses titres détenus pouvant être déclenchée sur des critères liés au budget de pré-développement ou juste avant la décision finale d'investissement du premier EPR.

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé l'exercice de cette option de vente (voir note 51.2), dont la valeur 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 de racheter jusqu'en 2030 la participation de NBI sur la base de la valeur d'actif net d'EDF Investissements Groupe. Au 31 décembre 2012, l'option dont bénéficiait C3 de vendre à NBI la totalité de sa participation a expiré.

44.1.4.2 Autres engagements liés aux investissements

Au 31 décembre 2011, l'engagement portait essentiellement sur une obligation d'investir pour Dalkia International dans le réseau de Varsovie dans le cadre de l'acquisition de la société Spec.

44.1.5 Engagements donnés liés au financement

Les engagements donnés par le Groupe liés au financement au 31 décembre 2012 sont les suivants :

	Total	31/12/2012			31/12/2011
		Échéances			Total
		< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>					
Sûretés réelles d'actifs	4 906	193	1 389	3 324	3 449
Garanties sur emprunts	218	11	40	167	158
Autres engagements liés au financement	325	170	83	72	299
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AU FINANCEMENT	5 449	374	1 512	3 563	3 906

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 4 906 millions d'euros au 31 décembre 2012 (3 449 millions d'euros en 2011), soit en augmentation de 1 457 millions d'euros.

Les engagements liés au financement ont été donnés principalement par EDF Énergies Nouvelles. La hausse de ces engagements au 31 décembre 2012 concerne essentiellement le financement de nouveaux parcs aux États-Unis et au Royaume-Uni.

44.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 31 décembre 2012 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

	Notes	Total	31/12/2012			31/12/2011
			Échéances			Total
			< 1 an	1 - 5 ans	> 5 ans	
<i>(en millions d'euros)</i>						
Engagements reçus liés à l'exploitation	44.2.1	1 557	1 096	358	103	1 871
Engagements de location simple en tant que bailleur	44.2.3	1 379	289	748	342	1 268
Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs	44.2.4	17	-	17	-	18
Engagements reçus liés au financement	44.2.5	129	25	9	95	239
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS⁽¹⁾		3 082	1 410	1 132	540	3 396

(1) Hors engagements de livraison d'électricité détaillés en note 44.2.2 et hors lignes de crédit en note 38.2.5.

44.2.1 Engagements reçus liés à l'exploitation

Les engagements reçus liés à l'exploitation concernent essentiellement EDF au 31 décembre 2012.

44.2.2 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- Contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW pour des livraisons 2012 de 26,2 TWh.
- Dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à 100 TWh (66,4 TWh pour l'année 2013).
- Au Royaume-Uni, EDF s'est engagé en 2009 à fournir à Centrica 18 TWh d'électricité aux prix du marché sur une période de 5 ans à partir de 2011. Cet engagement est lié à une obligation de mise sur le marché de volumes d'électricité sur la période 2012-2015, imposée par la Commission européenne le 22 décembre 2008 dans le cadre de l'acquisition par le groupe EDF de British Energy. Au 31 décembre 2012, l'engagement résiduel porte sur un volume de 12,8 TWh.
- EDF reste engagé à livrer les volumes résiduels de 12 TWh d'ici à mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dit VPP ou *Virtual Power Plant* qui ont pris fin en 2011.

En France, EDF était engagé, suite à l'obligation imposée par le Conseil de la concurrence en date du 10 décembre 2007, à 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. Ces contrats ont été intégralement résiliés par les contreparties qui y avaient souscrit. Au 31 décembre 2012, EDF n'a donc plus d'engagement de livraison d'électricité à ce titre.

44.2.3 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe est engagé à hauteur de 1 379 millions d'euros au titre d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur les projets de production indépendante (IPP) asiatiques.

44.2.4 Engagements reçus liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2012.

44.2.5 Engagements reçus liés au financement

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2012.

➤ Note 45 Passifs éventuels

45.1 Assignation du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de Commerce Internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition d'EnBW du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. EDF considère cette demande dépourvue de fondement et abusive, et envisage de réclamer des dommages et intérêts pour les préjudices de toute nature subis du fait de cette procédure.

45.2 Réseau d'alimentation général – rejet du pourvoi de la Commission européenne

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 avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

45.3 Contrôles fiscaux

EDF

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.

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.

En fin d'année 2011, l'avis de mise en recouvrement a été adressé à la société. Une réclamation avec sursis de paiement a été adressée à l'administration en 2012 visant à initier la procédure contentieuse, restée sans réponse fin 2012.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. EDF 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. L'administration a confirmé ces redressements en 2012. La Société estime probable ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ces principaux chefs de redressement.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'administration dans le cadre des contrôles concernant les exercices 2008 et 2009, relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

Enfin, au cours de l'année 2012, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2009 et 2010. Une proposition de rectification relative à l'exercice 2009 a été reçue par la Société fin 2012, pour un montant non significatif. EDF conteste cette proposition.

EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 et 2009 s'est traduit par une proposition de rectification fin 2011. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 135 millions d'euros, concernent d'une part le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc., et d'autre part la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France-États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non double imposition franco-américaine.

45.4 Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés ou avec des inspecteurs du travail concernant notamment le calcul et la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. 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 susceptibles de concerner un nombre important 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. Le nombre de contentieux relatifs à ces litiges reste cependant réduit à ce jour.

45.5 ERDF – recours contre les décisions tarifaires TURPE 3

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a prononcé l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009, qui fixe les tarifs d'utilisation du réseau de distribution.

Le motif d'annulation concerne la méthode retenue pour le calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC) : le Conseil d'État a jugé cette méthode erronée en droit, au motif qu'elle ne prend pas en considération « les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants

de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat (...) ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations ».

L'annulation ainsi prononcée prendra effet le 1^{er} juin 2013. Dans l'intervalle, il appartient à la CRE de proposer, puis aux Ministres de l'Économie et de l'Énergie d'approuver de nouveaux tarifs de distribution, tenant compte de la décision du Conseil d'État, qui se substitueront rétroactivement aux tarifs annulés. La nouvelle décision tarifaire est en cours d'élaboration.

EDF considère que cette décision ne devrait pas avoir de conséquence significative sur les résultats du Groupe.

45.6 ERDF - contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF (ou des distributeurs non nationalisés) de l'électricité qu'elles produisent, les modalités de cette obligation d'achat étant déterminées par voie réglementaire, jusqu'à présent dans un cadre réglementaire incitatif. Ce dispositif, qui a permis d'amorcer le développement de la filière photovoltaïque en France, a conduit à une croissance considérée trop rapide de cette filière de sorte que le gouvernement, après plusieurs arrêtés baissant les tarifs de rachat (arrêtés du 12 janvier, 16 mars et 31 août 2010), 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 n'ayant pas reçu une acceptation avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

La perspective de ces différentes évolutions tarifaires, anticipées par la filière photovoltaïque, a conduit, notamment en août 2010, 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 qui aurait permis aux producteurs de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'arrêté du 4 mars 2011.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF sur les mois de novembre et décembre 2011, qui s'est poursuivi tout au long de l'exercice 2012, à un rythme toutefois moins soutenu. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets,

les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif qu'ERDF 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 de l'électricité plus avantageuses. ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a notamment interjeté appel contre les quelques jugements défavorables rendus en première instance en 2011 et 2012.

45.7 EDF Énergies Nouvelles – Silpro

La société Silpro (société Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros. Compte tenu des éléments du dossier, le Groupe n'a pas jugé justifié de constituer de provision.

45.8 Edison – recours de la société Carlo Tassara

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le Tribunal Administratif Régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TdE), à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers, EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TdE), Edison, Delmi et A2A. La date d'audience devant le Tribunal n'a pas été fixée pour le moment. Toute décision éventuelle peut faire l'objet d'un recours devant le Conseil d'État italien.

En parallèle, le demandeur a adressé à la CONSOB en mai 2012 une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur la base d'arguments quasiment identiques à ceux présentés dans le cadre de la procédure au fond devant le Tribunal Administratif. La CONSOB a rejeté cette demande le 25 juillet 2012. Le demandeur n'a pas fait appel de cette décision.

EDF estime que Carlo Tassara n'a présenté aucun élément permettant de remettre en cause le prix confirmé par la CONSOB et que ces procédures sont infondées.

➤ Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)

	31/12/2012	31/12/2011
Actifs détenus en vue de leur vente	241	701
Passifs détenus en vue de leur vente	49	406

Au 31 décembre 2011, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente correspondent à la participation d'Edison dans Edipower qui a été cédée le 24 mai 2012 (voir note 3.1).

➤ 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 2012 :

(en millions d'euros)	Pourcentage d'intégration	Actif courant	Actif non courant	Passif courant	Passif non courant	Chiffre d'affaires	Excédent brut d'exploitation
CENG	49,99 %	458	4 537	104	1 789	552	155
Autres		2 546	3 962	1 959	1 213	3 489	507
TOTAL		3 004	8 499	2 063	3 002	4 041	662

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	4 866	106	1 781	542	194
Autres		3 231	6 654	3 028	781	3 195	456
TOTAL		5 761	16 522	4 878	4 738	9 805	1 130

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 sous conditions 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 suite à l'accord de l'autorité administrative, 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 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 tel 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 2 393 millions d'euros au 31 décembre 2012 (2 310 millions d'euros au 31 décembre 2011). 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 du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	Présentation au bilan	31/12/2012	31/12/2011
Actions		7 328	5 801
Titres de dettes et portefeuille trésorerie		7 890	7 510
Actifs dédiés – actions et titres de dettes	Actifs financiers disponibles à la vente	15 218	13 311
Dérivés de couverture de change/actions	Juste valeur des dérivés de couverture	13	(22)
Autres éléments		2	2
Placements diversifiés obligataires et actions		15 233	13 291
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	Participations dans les entreprises associées	2 393	2 310
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS		17 626	15 601

48.4 Évolutions du portefeuille d'actifs dédiés sur l'exercice 2012

Les dotations de trésorerie, suspendues du fait des conditions de marché en octobre 2011, ont repris en janvier 2012, et s'établissent à 737 millions d'euros pour l'exercice 2012 (315 millions d'euros en 2011).

Du fait d'un contexte marqué par la crise des dettes souveraines européennes, le Groupe a maintenu en 2012 sa politique d'investissement prudente, d'une part en maintenant une exposition maîtrisée sur l'Italie et négligeable sur les pays les plus durement touchés de la zone Euro (Grèce, Portugal, Irlande, Espagne) et d'autre part en allégeant sa position sur les obligations souveraines allemandes aux rendements jugés trop bas.

Des retraits pour un montant de 350 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2012 (378 millions d'euros en 2011).

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 2012.

Sur l'année 2012, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 260 millions d'euros (76 millions d'euros en 2011).

Au 31 décembre 2012, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 1 221 millions d'euros avant impôt (219 millions d'euros au 31 décembre 2011).

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)	31/12/2012	31/12/2011
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	6 722
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	12 578	11 366
Provision pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	434	389
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	20 125	18 477

➤ Note 49 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Sociétés consolidées par intégration proportionnelle		Entreprises associées		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Chiffres d'affaires	2	5	3 585	3 437	917	880	4 504	4 322
Achats d'énergie	45	183	504	666	1 827	1 691	2 376	2 540
Achats externes	-	-	128	134	1 093	880	1 221	1 014
Actifs financiers	-	41	-	-	181	262	181	303
Autres actifs	12	236	1 295	1 242	608	535	1 915	2 013
Passifs financiers	223	136	1 174	1 400	-	1	1 397	1 537
Autres passifs	16	224	734	794	1 212	821	1 962	1 839

Les variations observées en 2012 par rapport à 2011 pour les sociétés consolidées par intégration proportionnelle sont principalement liées à la prise de contrôle du groupe Edison le 24 mai 2012.

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.

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 23.1.

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 2012. 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

49.2.2 Relations avec GDF SUEZ

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création d'ERDF, filiale d'EDF, au 1^{er} janvier 2007 pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF SUEZ, au 1^{er} janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre EDF et GDF, vis-à-vis de l'opérateur commun, du 18 avril 2005 modifiée par voie d'avenant le 20 décembre 2007, a été transférée aux deux nouvelles entreprises et est ainsi depuis exécutée par les deux filiales Gestionnaires de Réseau de Distribution. L'opérateur commun assure dans le secteur de la distribution les activités de construction, d'exploitation et de maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

49.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du Groupe avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA.

Les transactions auprès d'AREVA portent sur l'achat et l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations de maintenance de centrales, l'achat d'équipements ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.

EDF et AREVA NC ont signé le 15 décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032.

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 ».

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA MINES ont par ailleurs signé le 31 juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

Par ailleurs, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 36.2.2.2.

49.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2012 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs nommés par l'Assemblée générale.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 12,5 millions d'euros en 2012 (11,3 millions d'euros en 2011). 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 2012 s'explique principalement par le départ en retraite de certains membres du Comité exécutif. A ce titre, les primes de départ en retraite prévues contractuellement, ainsi que les éléments de part variable, ont été versés sur l'année 2012.

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 Droits 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 droits 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 droits d'émission 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 Kraków, ERSA, EC Wybrzeze, EDF Luminus et ESTAG.

En 2012, le Groupe a restitué 69 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2011. En 2011, le Groupe avait restitué 71 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2010.

Pour l'année 2012, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 72 millions de tonnes. Pour l'année 2011, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 59 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2012, le volume des émissions s'élève à 67 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 152 millions d'euros et couvre l'insuffisance de droits d'émission au 31 décembre 2012 (149 millions d'euros au 31 décembre 2011).

Par ailleurs, dans le cadre des mécanismes de développement propre définis par le protocole de Kyoto, le Groupe a créé fin 2006 un Fonds Carbone dont l'objectif est de soutenir des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émission de gaz à effet de serre. Ce fonds associe EDF et l'ensemble des entités européennes. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Les achats de CER contractés dans le cadre du Fonds Carbone sont évalués à 192 millions d'euros au 31 décembre 2012 (192 millions d'euros au 31 décembre 2011).

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 (CEE). Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent 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 1^{er} 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 à 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 2012, une provision de 430 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement au titre des soldes déficitaires au Royaume-Uni et en Belgique.

➤ Note 51 Événements postérieurs à la clôture

51.1 Émission de dette à durée indéterminée

EDF a lancé le 22 janvier 2013 l'émission de plusieurs tranches de dette à durée indéterminée en euros et livres sterling :

- un milliard deux cent cinquante millions d'euros avec un coupon de 4,25 % et une option de remboursement à 7 ans ;
- un milliard deux cent cinquante millions d'euros avec un coupon de 5,375 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- un milliard deux cent cinquante millions de livres sterling avec un coupon de 6 % et une option de remboursement à 13 ans.

En complément, EDF a lancé le 24 janvier 2013 l'émission de dette à durée indéterminée de trois milliards de dollars américains avec un coupon de 5,25 % et une option de remboursement à 10 ans.

Ces instruments sont subordonnés à toute dette senior, ce qui explique leur coupon plus élevé par rapport aux obligations senior. Ils seront comptabilisés en capitaux propres dans les comptes consolidés du Groupe à compter de la réception des fonds (intervenue le 29 janvier 2013).

Le Groupe, qui utilise cet instrument financier pour la première fois, le considère comme un outil d'optimisation de son bilan compte tenu de la durée de vie de ses actifs et du cycle d'investissement de long terme de ses projets industriels.

51.2 Décision de Centrica de sortir du projet de construction d'EPR au Royaume-Uni

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de mettre fin à son partenariat avec EDF pour la construction d'EPR au Royaume-Uni, en exerçant l'option de cession à EDF Energy des 20 % qu'elle détient dans Nuclear New Build Holdings (NNBH), société portant les projets de « nouveau nucléaire » au Royaume-Uni. EDF, qui détenait déjà 80 % de NNBH via EDF Energy, devient ainsi actionnaire à 100 % de cette société.

Le prix d'exercice de cette option est non significatif pour le Groupe.

EDF poursuit ses discussions avec le gouvernement britannique en vue d'établir un prix de vente de l'électricité décarbonnée. Une fois ce prix fixé, le Groupe est confiant sur le fait que le projet EPR d'Hinkley Point recueille de nombreuses marques d'intérêts de la part d'investisseurs partenaires permettant sa réalisation.

Centrica reste partenaire d'EDF à hauteur de 20 % pour le nucléaire existant au Royaume-Uni et conserve ses contrats commerciaux d'achat d'électricité auprès du groupe EDF.

51.3 Affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme

En application du décret du 23 février 2007, l'État a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF, aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme.

Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation est concomitante avec une sortie d'actifs financiers du portefeuille (placements diversifiés obligataires et actions, voir note 48) pour un montant de 2,4 milliards d'euros, résultant en une dotation nette aux actifs dédiés de 2,5 milliards d'euros, atteignant ainsi l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

La cession de ces actifs financiers permettra une réduction de l'endettement financier net du Groupe à due concurrence.

➤ Note 52 Périmètre de consolidation

Nom de l'entité	Pays	Méthode de consolidation au 31/12/2012	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2011	Activité
FRANCE					
Électricité de France		Société mère	100,00	100,00	P, D, A
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		IG	100,00	100,00	D
RTE Réseau de Transport d'Électricité		ME	100,00	100,00	T
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)		IG	100,00	100,00	P
ROYAUME-UNI					
EDF Energy Plc (EDF Energy)		IG	100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd		IG	100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd		IG	100,00	100,00	A
ITALIE					
Edison SpA (Edison)		IG	97,40	48,96	P, D, A
Transalpina di Energia SRL (TdE)		IG	100,00	50,00	A
MNTC Holding SRL		IG	100,00	100,00	A
WGRM Holding 4 SpA		IG	100,00	100,00	A
Fenice Qualita' Per L'Ambiente SpA (Fenice)		IG	100,00	100,00	P, A
AUTRE INTERNATIONAL					
EDF International SAS	France	IG	100,00	100,00	A
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	Autriche	IP	25,00	25,00	P, A
EDF Belgium SA	Belgique	IG	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	IG	63,53	63,53	P
Usina Termelétrica Norte Fluminense SA (Ute Norte Fluminense)	Brésil	IG	90,00	90,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	IG	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd	Chine	IG	100,00	100,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd	Chine	ME	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd	Chine	ME	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company, Ltd	Chine	ME	30,00	30,00	P
EDF Inc.	États-Unis	IG	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	IG	100,00	100,00	P
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	IP	49,99	49,99	P
Budapesti Erőmu Zrt (BERT)	Hongrie	IG	95,62	95,57	P
EDF DÉMÁSZ Zrt	Hongrie	IG	100,00	100,00	P, D, A
Nam Theun 2 Power Company	Laos	ME	40,00	40,00	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	IP	50,00	50,00	P
EDF Kraków S.A.	Pologne	IG	94,31	94,31	P
EDF Wybrzeze S.A.	Pologne	IG	99,77	99,75	P
EDF Polska Cuw	Pologne	IG	100,00	75,00	A
EDF Polska Centrala Spolka Z Ograniczona Odpowiedzialnoscia	Pologne	IG	100,00	100,00	A
EDF Paliwa Sp. z o.o.	Pologne	IG	90,59	-	A
EDF Rybnik S.A. (ERSA)	Pologne	IG	97,32	64,85	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	IG	48,99	33,40	P, D
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	IG	48,21	32,87	P, D
Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE)	Slovaquie	IP	49,00	49,00	D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	IG	100,00	100,00	A
Alpiq	Suisse	ME	25,00	25,00	P, D, A, T
Mekong Energy Company Ltd (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

Nom de l'entité	Pays	Méthode de consolidation au 31/12/2012	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2012	Quote-part d'intérêt dans le capital au 31/12/2011	Activité
AUTRES ACTIVITÉS					
Dalkia Holding	France	ME	34,00	34,00	A
Dalkia International	France	IP	50,00	50,00	A
Dalkia Investissement	France	IP	67,00	67,00	A
EDF Développement Environnement SA	France	IG	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	IG	100,00	100,00	A
Cie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (Cofiva)	France	IG	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (Sofinel)	France	IG	55,00	55,00	A
Électricité de Strasbourg	France	IG	88,64	88,82	D
Tiru SA - Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	IG	51,00	51,00	A
Dunkerque LNG	France	IG	65,00	65,00	A
EDF Énergies Nouvelles	France	IG	100,00	100,00	P, A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	IG	100,00	100,00	A
EDF Optimal Solutions SAS	France	IG	100,00	100,00	A
Société C2	France	IG	100,00	100,00	A
Société C3	France	IG	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	IG	100,00	100,00	A
Domofinance SA	France	ME	45,00	45,00	A
CHAM SAS	France	IG	100,00	100,00	A
EDF Trading Limited	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00	A
EDF Production UK Ltd	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00	A
EDF DIN UK Ltd	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd	Irlande	IG	100,00	100,00	A
Océane Ré	Luxembourg	IG	99,98	99,98	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	IP	94,80	93,32	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	IG	100,00	100,00	A
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	IP	50,00	50,00	A
Southstream Transport BV	Pays-Bas	ME	15,00	-	T

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 2012, 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 31/12/2012	Quote-part de droits de vote détenus au 31/12/2012
Edison SpA	97,40	99,48
EDF Rybnik S.A. (ERSA)	97,32	97,36
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	48,99	50,00
Elektrocieplownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	48,21	98,40
EDF Paliwa Sp. z o.o.	90,59	100,00
Dalkia International	50,00	24,14
Dalkia Investissement	67,00	50,00
Sofinel Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	94,80	50,00

20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2012

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 2012 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France SA (« le Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères, et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants :

- le changement de méthode comptable décrit en note 2 et relatif à la comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29 de l'annexe. 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 1.3.27.1 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 2012.

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, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux obligations de distribution publique d'électricité en France, en particulier l'incidence des changements d'estimation de la durée de vie industrielle de certains de ces biens (notes 1.3.24, 14 et 33) ;
- à l'allocation du coût du regroupement aux actifs identifiables acquis et passifs repris d'Edison conformément aux dispositions de la norme IFRS 3 révisée, ainsi que les méthodologies et les principales hypothèses retenues pour évaluer ces actifs et passifs à leur juste valeur (note 3.1) ;
- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité au 31 décembre 2012, eu égard à l'accord intervenu en janvier 2013 (notes 4.1, 12.1, 26 et 36.3) ;
- 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 (notes 1.3.15 et 13) ;
- aux autres provisions et passifs éventuels (notes 32 et 45).

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

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1^{er} juillet 2011, 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 13 février 2013

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 2012 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte ⁽¹⁾		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(En milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 925	27,6	3 654	30,4
Filiales intégrées globalement	6 409	45,0	5 128	42,7
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	680	4,8	1 734	14,4
Filiales intégrées globalement	180	1,3	166	1,4
Sous-total	11 194	78,7	10 682	88,9
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	1 649	11,6	250	2,1
Autres	1 382	9,7	1 084	9,0
Sous-total	3 031	21,3	1 334	11,1
TOTAL	14 225	100	12 016	100

(1) Les montants 2012 comprennent les honoraires d'Edison, entité intégrée globalement suite à sa prise de contrôle par le groupe EDF le 24 mai 2012.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2011

Le tableau ci-dessous rappelle 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	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(En milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	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				
EDF	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

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
2009	1 848 866 662	1,15	2 111 146 365,85 ⁽²⁾	3 juin 2010
2010	1 848 866 662	1,15	2 122 291 972,68 ⁽³⁾	6 juin 2011
2011	1 848 866 662	1,15	2 124 757 978,20 ⁽⁴⁾	6 juin 2012

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) 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).

(3) Dont 1 053 574 334,82 euros versés le 17 décembre 2010 à titre d'acompte sur le dividende 2010.

(4) Dont 1 053 169 658,76 euros versés le 16 décembre 2011 à titre d'acompte sur le dividende 2011.

Le 22 novembre 2012, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2012, payable en numéraire, de 0,57 euro par action. Le montant total de l'acompte mis en paiement le 17 décembre 2012 s'est élevé à 1 052 601 974,10 euros, déduction faite des actions autodétenues.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 13 février 2013, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 30 mai 2013 le versement d'un dividende de 1,25 euro par action au titre de l'exercice 2012. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action versé en décembre 2012, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,68 euro par action.

Sur ce solde, il sera proposé à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles de la Société pour une quote-part de 0,10 euro par action. Les actionnaires pourront exercer leur option entre le 6 juin et le 26 juin 2013 inclus. Pour les actionnaires n'ayant pas exercé leur option au plus tard le 26 juin 2013, le solde du dividende sera payé intégralement en numéraire. L'État s'est engagé à exercer son option pour le paiement du dividende en actions nouvelles.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 8 juillet 2013 quel que soit le mode de paiement. La date de détachement est le 6 juin 2013.

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)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du

16 décembre 2003. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

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 2012, de 587 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 2012, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à 24,3 millions d'euros environ.

Au 31 décembre 2012, 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.

Début 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, ce qui ne préjuge en rien le résultat de la procédure. 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 ainsi 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.

SUN' R

Le 21 juin 2012, l'entreprise SUN'R a saisi l'Autorité de la concurrence (ADLC) d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reproche à ERDF des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par ERDF et le paiement de ses factures par EDF. La procédure contradictoire a été ouverte le 16 novembre 2012. La discussion devant l'ADLC concernant la recevabilité de la saisine et le possible octroi des mesures conservatoires a eu lieu le 23 janvier 2013.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond. Cette décision ne préjuge en rien le résultat de la procédure. Si l'ADLC devait, au terme de son instruction, conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles, elle pourrait être conduite à prononcer notamment une sanction financière en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxe de l'entreprise.

Parallèlement, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros pour ce qui concerne EDF et 2,5 millions d'euros concernant ERDF. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

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.

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.

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.

En fin d'année 2011, l'avis de mise en recouvrement a été adressé à la société. Une réclamation avec sursis de paiement a été adressée à l'administration en 2012 visant à initier la procédure contentieuse, restée sans réponse fin 2012.

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. L'administration a confirmé ces redressements en 2012. La Société estime probable ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ces principaux chefs de redressement.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'administration dans le cadre des contrôles concernant les exercices 2008 et 2009, relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisitions Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

Enfin, au cours de l'année 2012, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2009 et 2010. Une proposition de rectification relative à l'exercice 2009 a été reçue par la Société fin 2012, pour un montant non significatif. EDF conteste cette proposition.

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 prétendait 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. Par un jugement rendu le 10 novembre 2011, EDF et les deux salariés avaient été condamnés par le Tribunal de Nanterre.

Par un arrêt rendu le 6 février 2013, la Cour d'Appel de Versailles a relaxé EDF et le supérieur hiérarchique pour les faits reprochés. S'agissant de l'autre salarié, la Cour d'Appel a confirmé le jugement sur la culpabilité et l'a condamné à une peine de 6 mois d'emprisonnement. Le salarié, Greenpeace et Monsieur Yannick Jadot ont formé un pourvoi en cassation.

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. EDF et l'État ont transmis chacun un mémoire en défense en 2012. L'instruction est toujours en cours.

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).

Par une ordonnance du 9 mars 2012, le Président du Tribunal administratif de Strasbourg a renvoyé devant le Conseil d'État les requêtes portant sur les décisions implicites de rejet des ministres. L'ASN et EDF ont respectivement déposé leurs mémoires en défense en juin 2012.

Enfin, par requête en référé du 23 mars 2013, plusieurs associations dont le Réseau Sortir Du Nucléaire demandent la suspension des travaux liés au réexamen de sûreté et notamment le renforcement du radier.

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.

La Commission européenne a classé cette affaire en septembre 2012.

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. Par décision du 16 avril 2010, l'Autorité de la concurrence 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. Par arrêt du 9 octobre 2012, la Cour de cassation a rejeté le pourvoi d'Euro Power Technologie contre l'arrêt de la Cour d'Appel de Paris du 2 décembre 2010. Cet arrêt a donc mis un terme à ce contentieux en rendant définitive la décision de l'Autorité de la concurrence du 16 avril 2010 ayant rejeté la saisine d'Euro Power Technology.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2009 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque fixés par l'arrêt du 10 juillet 2006 a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. Plusieurs arrêtés ministériels successifs sont intervenus dans le prolongement de cette annonce pour modifier tant les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie photovoltaïque que leurs modalités d'application. Par décret du 9 décembre 2010, le Gouvernement a également suspendu provisoirement

L'obligation d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque pour une durée de 3 mois. Un arrêté du 4 mars 2011 a fixé les nouvelles conditions d'achat applicables à l'issue de ce moratoire. Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs ont intenté des procédures visant à obtenir le bénéfice du tarif le plus favorable résultant de l'arrêté antérieur du 10 juillet 2006 ou à échapper à la suspension.

Par ailleurs, en Corse et dans les DOM où EDF a également la qualité de gestionnaire de réseaux, certains producteurs ont engagé des actions indemnitaires visant à obtenir réparation du manque à gagner qu'ils estiment avoir subi du fait de retards dans les procédures de raccordement qui les auraient fait tomber sous le coup de la suspension de l'obligation d'achat.

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. Une troisième requête a été déposée en avril 2012 par la ville de Genève devant le Conseil d'État visant également à demander l'annulation du décret.

Par ailleurs, la société Roozen avait déposé une requête le 21 avril 2010 demandant l'annulation du permis de construire. Par jugement en date du 13 décembre 2011, le Tribunal administratif de Lyon a prononcé l'annulation du permis de construire pour violation du plan local d'urbanisme de la commune (PLU). EDF a interjeté appel devant la Cour administrative d'appel de Lyon. Après confirmation de cette décision par la Cour administrative d'appel de Lyon le 19 juin 2012, EDF a déposé, en août 2012, un recours en cassation devant le Conseil d'État.

Par ailleurs, en concertation avec les parties prenantes, la commune de Saint-Vulbas a procédé à une révision du PLU et EDF a déposé une nouvelle demande de permis de construire.

La société Roozen a demandé en référé la suspension du PLU. Le juge des référés du Tribunal administratif de Lyon a, par ordonnance du 14 janvier 2013, rejeté cette demande pour défaut d'urgence.

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 dans la 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) 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, le CRILAN, a saisi le Tribunal administratif de Caen le 23 mars 2011 pour demander l'annulation de cet arrêté.

Le Président du Tribunal administratif de Caen a, par une ordonnance du 20 juillet 2012, renvoyé l'affaire devant le Conseil d'État. Le Tribunal a estimé que la requête du CRILAN ne portait pas sur l'arrêté ministériel d'homologation mais bien sur la décision de l'ASN du 7 juillet 2010. Or, aux termes de l'article R. 351-2 du code de justice administrative, le Conseil d'État est compétent pour les recours contre les décisions de l'ASN. EDF et l'État doivent transmettre leurs mémoires en défense d'ici juin 2013.

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. Par ailleurs, le 16 janvier 2013, les mêmes associations ont déposé une requête en référé devant le Conseil d'État demandant la suspension immédiate de l'exécution du décret. Par ordonnance en date du 6 février 2013, le Conseil d'État a rejeté la demande de suspension et a également, dans un arrêt en date du 1^{er} mars 2013, rejeté la requête demandant l'annulation dudit décret.

Arbitrage consécutif à la résiliation d'un contrat d'approvisionnement en gaz

Le 2 août 2012, EDF a reçu une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de Commerce Internationale par l'un de ses fournisseurs de gaz. Ce fournisseur conteste la résiliation par EDF d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel d'une durée de quatre ans dont il restait une année à courir, et quantifie sa demande à cent millions d'euros. EDF considère que les conditions lui permettant de mettre fin au contrat étaient réunies et estime donc sans fondement le montant revendiqué par la partie demanderesse. Le tribunal arbitral, constitué en janvier 2013, rendra sa sentence au cours du second semestre 2014.

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. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) demeure contesté par le Groupe. Fin 2012, RTE a saisi le Tribunal administratif de Montreuil en vue de confirmer le caractère déductible de la provision.

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. Le principal chef de redressement concerne le litige AT/MP contesté par le Groupe, dont le redressement a été confirmé par l'administration en 2012.

ERDF

Litiges en matière fiscale

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. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) demeure contesté par le Groupe.

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 que même 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.

À la suite du recours formé par ERDF, la Cour d'Appel de Paris a rendu le 29 septembre 2011 une décision confirmant la décision du CoRDIS. Afin de respecter le principe de non-discrimination, une concertation entre fournisseurs et ERDF a été conduite en 2011 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. Lors de la séance publique du CoRDIS du 17 décembre 2012, ERDF a présenté, dans le respect de la décision du CoRDIS du 22 octobre 2010, un dispositif dans lequel le gestionnaire de réseau assume sa part du risque financier résultant du non-paiement par le client final. La décision du CoRDIS, constatant que sa décision du 22 octobre 2010 est exécutée, a été publiée au Journal officiel du 19 mars 2013.

Parallèlement, Direct Énergie et Poweo avaient assigné ERDF devant le Tribunal de Commerce de Paris, respectivement le 11 décembre 2009 et le 3 mars 2011. Les deux sociétés demandaient à ERDF de supporter rétroactivement la charge des impayés qu'elles avaient enregistrés depuis 2004 ainsi qu'une nullité du contrat GRD-F et, à titre subsidiaire, sa requalification en contrat de mandat. ERDF, Poweo et Direct Énergie ont mis un terme à ce contentieux.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les installations photovoltaïques bénéficient de l'obligation d'achat par EDF (ou des Distributeurs Non Nationalisés) de l'électricité qu'elles produisent, les modalités de cette obligation d'achat étant déterminées par voie réglementaire, jusqu'à présent dans un cadre réglementaire incitatif. Ce dispositif, qui a permis d'amorcer le développement de la filière photovoltaïque en France, a conduit à une croissance considérée trop rapide de cette filière de sorte que le Gouvernement, après plusieurs arrêtés baissant les tarifs de rachat (arrêtés du 12 janvier, 16 mars et 31 août 2010), 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 n'ayant pas reçu une acceptation avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois, sur la base d'un nouvel arrêté fixant le tarif de rachat de l'électricité photovoltaïque. Cet arrêté, pris le 4 mars 2011, a eu

pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

La perspective de ces différentes évolutions tarifaires, anticipées par la filière photovoltaïque, a conduit, notamment en août 2010, 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 qui aurait permis aux producteurs de pouvoir bénéficier des tarifs en vigueur avant l'arrêt du 4 mars 2011.

L'arrêt rendu par le Conseil d'État le 16 novembre 2011 rejetant les différents recours contre le décret moratoire de décembre 2010 a généré un afflux important d'assignations à l'encontre d'ERDF sur les mois de novembre et décembre 2011, qui s'est poursuivi tout au long de l'exercice 2012, à un rythme toutefois moins soutenu. Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif qu'ERDF 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 de l'électricité plus avantageuses. ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a notamment interjeté appel contre les quelques jugements défavorables rendus en première instance en 2011 et 2012.

Recours contre la décision tarifaire TURPE 3

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a prononcé l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009, en tant qu'elle fixe les tarifs d'utilisation du réseau de distribution.

Le motif d'annulation concerne la méthode retenue pour le calcul du « coût moyen pondéré du capital » (CMPC) : le Conseil d'État a jugé cette méthode « erronée en droit », au motif qu'elle ne prend pas en considération « les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat (...) ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations ».

L'annulation ainsi prononcée prendra effet le 1^{er} juin 2013. Dans l'intervalle, il appartient à la CRE de proposer, puis aux ministres de l'Économie et de l'Énergie d'approuver de nouveaux tarifs de distribution, tenant compte de la décision du Conseil d'État, qui se substitueront rétroactivement aux tarifs annulés. La nouvelle décision tarifaire est en cours d'élaboration.

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. La Cour administrative d'appel, par un arrêt du 6 avril 2012 défavorable à EDF a mis définitivement fin au désaccord persistant sur les rectifications proposées.

EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 et 2009 s'est traduit par une proposition de rectification fin 2011. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 135 millions d'euros, concernent d'une part le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc., et d'autre part la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France-États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non double imposition franco-américaine.

EDF Énergies Nouvelles

Silpro

La société Silpro (Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros.

SOCODEI

Le Centre de traitement et de conditionnement de déchets de faible activité (CENTRACO) exploité par SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, a pour objet le traitement de déchets faiblement radioactifs soit par fusion soit par incinération. Le 12 septembre 2011, une explosion d'un four servant à fondre les déchets a causé un incendie qui a fait un mort et quatre blessés. L'accident n'a occasionné aucun rejet chimique ou radioactif. L'ASN a classé cet accident au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES et a décidé, le 27 septembre 2011, de soumettre à autorisation préalable le redémarrage des fours de fusion et d'incinération arrêtés peu après l'accident. L'ASN a autorisé le 29 juin 2012 SOCODEI à procéder au redémarrage du four d'incinération sous réserve de la transmission préalable à l'ASN du bilan complet des opérations de vérification portant sur l'état conforme des équipements nécessaires à la sûreté du four. L'unité de fusion, dans laquelle l'accident a eu lieu, reste à ce jour à l'arrêt.

À la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le Parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires et l'instruction est en cours. Le résultat des enquêtes de l'Inspection du travail et de l'ASN ont été transmis au Parquet et un expert judiciaire a été nommé. Les opérations d'expertise judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion.

Edison

Assignation par ACEA SpA concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA SpA (« ACEA »), régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A 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 lesquels 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. L'audience s'est tenue le 13 mars 2013 et la décision est attendue courant mai 2013.

Procédure relative à la vente d'Ausimont (Bussi)

À l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le Procureur de la République de Pescara (région Abruzzo) 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.

Par la suite, l'ordonnance de renvoi a été annulée par le tribunal, qui a ordonné que le dossier soit renvoyé au Procureur de la République pour une nouvelle ordonnance de renvoi, ainsi que la convocation d'une nouvelle audience préliminaire. Cette audience préliminaire, commencée le 4 octobre 2012, est en cours.

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.

Le Juge compétent a décidé, le 16 janvier 2012, le renvoi devant la cour d'assises d'Alessandria de certains ex-dirigeants de Montedison pour des comportements pouvant être constitutifs de délits environnementaux et en matière de sécurité publique.

Le procès devant la cour d'assises a commencé le 17 octobre 2012 et se trouve actuellement dans la phase de l'audience préliminaire.

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).

Carlo Tassara

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le Tribunal administratif régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TDE), à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers. EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TDE), Edison, Delmi et A2A. La date d'audience devant le Tribunal n'a pas été fixée pour le moment. Toute décision éventuelle peut faire l'objet d'un recours devant le Conseil d'État italien.

En parallèle, le demandeur a adressé à la CONSOB en mai 2012 une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur la base d'arguments quasiment identiques à ceux présentés dans le cadre de la procédure au fond devant le Tribunal administratif. La CONSOB a rejeté cette demande le 25 juillet 2012. Le demandeur n'a pas fait appel de cette décision.

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 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 1^{er} mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009. BE ZRt a engagé un recours à l'encontre de cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne (« TUE ») le 4 mai 2009.

Le gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne, et le législateur hongrois a adopté le 10 novembre 2008 une loi résiliant les PPA sans indemnisation au 31 décembre 2008. La Commission européenne et le gouvernement hongrois ont accepté fin avril 2010 le principe de compensation des coûts échoués avec celui des aides d'État versées, et BE ZRt n'a eu en conséquence aucune aide d'État illicite à rembourser.

Par un arrêt du 13 février 2012, le TUE a rejeté le recours en annulation déposé par BE ZRt contre la décision. Toutefois, dans la mesure où BE ZRt ne se trouve plus sous le coup de devoir rembourser des aides d'État, et en raison de l'absence d'impact direct sur l'arbitrage en cours (voir ci-après), BE ZRt n'a pas fait d'appel de cette décision.

De manière à permettre la poursuite de son exploitation après résiliation de ses PPA, BE ZRt a négocié un contrat commercial d'une durée de 8 ans avec MVM, acheteur unique hongrois détenu par l'État, pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret « Cogen »⁽¹⁾ pour la vente de la seconde moitié de sa production qui devait couvrir une période allant jusqu'en 2013. Cependant, la Hongrie a adopté le 16 mars 2011 un amendement à la loi sur l'électricité mettant fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011.

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRt, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du Traité sur la Charte de l'Énergie (TCE), en application du règlement CNUDCI. La procédure d'arbitrage a été suspendue jusqu'au 1^{er} 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. Le 2 novembre 2012 la Hongrie a déposé son mémoire en défense, à la fois sur le fond et pour contester la compétence du Tribunal. La Commission européenne déposera son éventuel mémoire avant le 14 mai 2013 et EDF International aura jusqu'à le 24 juin 2013 pour produire son mémoire en réponse. L'audience finale est prévue entre les 2 et 13 décembre 2013.

1. Décret définissant les modalités, dont les tarifs, pour les énergies renouvelables et la cogénération adopté par le gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».

EnBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de Commerce Internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012,

Neckarpri a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. EDF considère cette demande dépourvue de fondement et abusive, et envisage de réclamer des dommages et intérêts pour les préjudices de toute nature subis du fait de cette procédure.

20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2012

Néant.

20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2012 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 2012 pour les événements intervenus avant le 13 février

2013, date d'arrêt des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 13 février 2013, à la section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent document de référence.



21 Informations complémentaires

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société	380
21.1.1 Montant du capital social	380
21.1.2 Marché des titres de la Société	380
21.1.3 Autodétention et programme de rachat d'actions	381
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 2012)	381
21.1.3.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2012	382
21.1.3.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale mixte du 30 mai 2013	382
21.1.4 Capital autorisé mais non émis	383
21.1.5 Autres titres donnant accès au capital	383
21.1.6 Titres non représentatifs du capital	383
21.1.7 Évolutions du capital social	384
21.1.8 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel	384
21.1.9 Nantissement des titres de la Société	384
21.2 Dispositions statutaires	384
21.2.1 Objet social	384
21.2.2 Exercice social	385
21.2.3 Répartition statutaire des bénéfices	385
21.2.4 Droits attachés aux actions	385
21.2.5 Cession et transmission des actions	385
21.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits attachés aux votes	385
21.2.7 Assemblées générales	385
21.2.7.1 Convocations aux assemblées	385
21.2.7.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote	385
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	386
21.2.7.4 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée	386
21.2.8 Dispositifs statutaires ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société	386
21.2.9 Franchissements de seuils	386

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 :

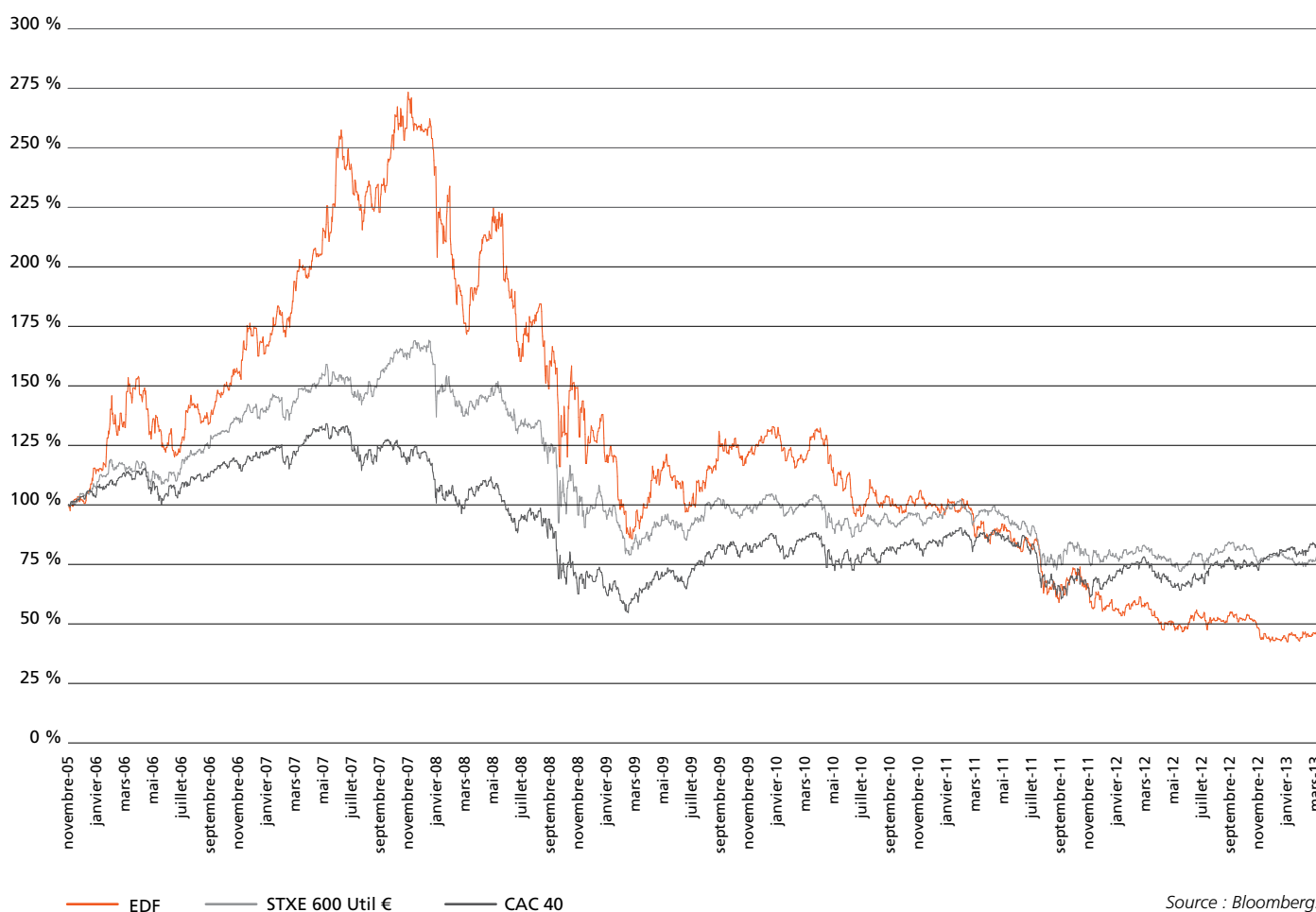
Nombre d'actions émises	1 848 866 662
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	924 433 331 euros

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

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 28 mars 2013 :



Source : Bloomberg.

Le tableau ci-dessous décrit les cours de bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1^{er} janvier 2012 jusqu'au 28 mars 2013 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
2012				
Janvier 2012	36,75	652,43	19,24	17,075
Février 2012	31,35	579,78	19,075	17,98
Mars 2012	33,12	607,00	19,60	17,11
Avril 2012	60,75	985,86	17,685	15,20
Mai 2012	49,42	779,62	16,415	15,165
Juin 2012	56,97	915,61	17,255	14,975
Juillet 2012	45,48	758,49	17,875	15,235
Août 2012	29,57	488,01	16,885	16,125
Septembre 2012	31,19	527,57	17,615	16,255
Octobre 2012	24,51	410,11	17,27	16,325
Novembre 2012	43,86	644,09	16,56	13,98
Décembre 2012	35,63	498,29	14,295	13,66
2013				
Janvier 2013	41,38	593,86	14,88	13,66
Février 2013	41,14	594,74	14,95	13,73
Mars 2013	34,29	509,43	15,305	14,34

(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 2012

Au cours de l'année 2012, l'action EDF a baissé de 25,6%, le CAC 40 a clôturé en hausse de 15,2 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility a reculé de 0,7 %.

Au 31 décembre 2012, le cours de clôture de l'action EDF était de 13,98 euros (18,80 euros au 31 décembre 2011). Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2012 a été de 13,66 euros le 6 décembre 2012, et son cours de clôture le plus haut de 19,60 euros le 2 mars 2012.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2012 s'élevait à 25,85 milliards d'euros (contre 34,76 milliards d'euros au 31 décembre 2011).

Année 2013

Depuis le début de l'année 2013, et jusqu'au 28 mars inclus, l'action EDF a progressé de 7,01 %, le CAC 40 a progressé de 2,48 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a reculé de 1,6 %.

Au 28 mars 2013, le cours de clôture de l'action EDF était de 14,96 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2013 jusqu'au 28 mars inclus a été de 13,66 euros le 11 janvier 2013, et son cours de clôture le plus haut de 15,305 euros le 26 mars 2013.

La capitalisation boursière d'EDF au 28 mars 2013 atteignait 27,66 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 2012)

L'Assemblée générale du 24 mai 2012, 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 cinquième 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 dixième résolution de l'Assemblée générale du 24 mai 2011 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 l'ayant autorisé et que le nombre d'actions que la Société détient à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des

bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil appréciera. L'autorisation peut être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

L'Assemblée générale a fixé à 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 2012, elle prendra donc fin le 24 novembre 2013 sauf adoption par l'Assemblée générale du 30 mai 2013 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 2012

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2012	2 161 333
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2012	0,12 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2012 ⁽¹⁾ (en euros)	33 068 974,61
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2012 ⁽²⁾ (en euros)	30 215 435,34
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 31 décembre 2012, soit 13,98 euros.

Contrat de liquidité

La Société a mis fin, avec effet au 24 juillet 2012, au contrat de liquidité qui avait été conclu le 1^{er} juin 2006 avec Crédit Agricole Cheuvreux et renouvelé depuis annuellement par tacite reconduction. La somme initiale de 35 millions d'euros avait été affectée à la mise en œuvre du contrat de liquidité. À la date de résiliation du contrat, 1 350 000 titres EDF et 4 408 111,48 euros en espèces figuraient au compte de liquidité.

EDF a confié à Oddo Corporate Finance à partir du 25 juillet 2012 la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la Charte de déontologie de l'AMAFI approuvée par l'AMF. Pour la mise en œuvre de ce contrat, EDF a affecté les moyens suivants : 1 350 000 titres EDF transférés de l'ancien contrat de liquidité et 50 millions d'euros en espèces.

Au titre de l'exercice 2012, EDF a payé les commissions suivantes au titre des contrats de liquidité :

- 92 852 euros à Crédit Agricole Cheuvreux,
- 34 849,32 euros à Oddo Corporate Finance.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2012

Au cours de l'exercice 2012, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 8 398 898 de ses propres actions et cédé 7 413 159 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 15,94 euros et le cours moyen de vente a été de 15,95 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2012

Au 31 décembre 2012, la Société détenait un total de 2 161 333 de ses propres actions, se décomposant en 2 110 739 actions détenues dans le

cadre du contrat de liquidité (représentant environ 0,12 % de son capital social), et un solde de 50 594 actions (représentant 0,0027 % 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 17.4.9 (« 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 1^{er} janvier 2013 et le 28 mars 2013, la Société a acquis 3 642 586 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 14,47 euros, et cédé 3 494 762 actions pour une valeur unitaire moyenne de 14,58 euros.

21.1.3.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale mixte du 30 mai 2013

Comme indiqué ci-avant, l'autorisation décrite au paragraphe 21.1.3.1 prendra fin le 24 novembre 2013 sauf adoption par l'Assemblée générale du 30 mai 2013 de la résolution décrite ci-dessous.

Conformément au projet de résolution arrêté par le Conseil d'administration du 13 février 2013, il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 30 mai 2013 d'autoriser un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme autorisé par l'Assemblée générale du 24 mai 2012, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme, les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées ainsi que le montant maximum pouvant être alloué au programme de rachat d'actions (2 milliards d'euros). Le prix maximum d'achat des actions est fixé à 60 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.

21.1.4 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 l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2012 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2012 :

État des autorisations adoptées par l'Assemblée générale mixte du 24 mai 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)	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 24 juillet 2014	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 24 juillet 2014	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 24 juillet 2014	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 24 juillet 2014	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 24 juillet 2014	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 24 juillet 2014	45 ⁽²⁾	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature ⁽⁴⁾			
	26 mois 24 juillet 2014	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 24 juillet 2014	10	néant
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	néant

(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 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 EMTN d'un montant maximum de 30 milliards d'euros a été réalisée le 1^{er} juin 2012 par EDF.

En 2012, la Société a procédé à l'émission des obligations suivantes :

- 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 3,875 % d'une maturité de 10 ans, en date du 18 janvier 2012 ;
- 1 milliard d'euros, avec un coupon annuel de 4,125 %, d'une maturité de 15 ans, et 500 millions de livres sterling avec un coupon annuel de 5,5 %, d'une maturité de 25 ans, en date du 27 mars 2012 ; et
- 2 milliards d'euros avec un coupon annuel de 2,75 %, d'une maturité de 10,5 ans, en date du 10 septembre 2012.

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

21.1.7 Évolutions 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.

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 le code de l'énergie et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux 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 pluri-annuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie ;

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.

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 2012.

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.

- 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 1^{er} 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.

Les actionnaires au porteur pourront utiliser en vue de l'Assemblée générale du 30 mai 2013 la 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 30 mai 2013 pourront y avoir accès.

Les actionnaires au nominatif accéderont à la plateforme internet *Votaccess* via le site du mandataire de la Société auquel ils ont recours ordinairement pour leurs opérations.

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 l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %. 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.

Depuis 2012, les instruments dérivés à dénouement en espèces et ayant un effet économique similaire à la possession des actions sous-jacentes sont pris en compte pour ce calcul des franchissements de seuils (article L. 233-9 I- 4° bis du Code de commerce). Conformément au règlement général de l'AMF, les détenteurs de ces instruments financiers doivent retenir pour le calcul de leur participation dans le cadre de leurs obligations de déclaration le nombre d'actions sur lesquelles portent ce type d'accords et d'instruments financiers et préciser, lors de leurs éventuelles déclarations de franchissement de seuils leur intention quant au dénouement de ce type d'accords et d'instruments financiers dont ils bénéficient.

Ces informations sont également transmises, dans les mêmes délais et conditions, lorsque la participation en capital ou en droits de vote devient inférieure aux seuils visés ci-dessus.

À défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions légales rappelées ci-dessus sont privées du droit de vote pour toute Assemblée d'actionnaires

qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification.

En outre, les statuts de la Société disposent que toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir ou qui cesse de détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou un multiple de cette fraction, est 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.



Crédit photo © EDF – Philippe Eranian

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 2012, 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.



Crédit photo © EDF – Philippe Dureau

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

Néant.



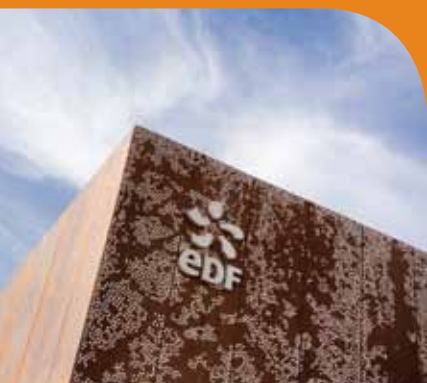
Crédit photo © EDF – Martin Patrick

24 Documents accessibles au public

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur la Société déposés auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante : <http://finance.edf.com/finance-41326.html>, et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris cedex 08.

L'ensemble de l'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible à l'adresse suivante : <http://finance.edf.com/actualites-et-publications/information-reglementee>.

Enfin, les documents et informations prévus à l'article R. 225-73-1 du Code de commerce peuvent être consultés sur le site de la Société dans l'espace dédié aux Assemblées générales.



Crédit photo © EDF – Philippe Etanian

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 2012.

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	<p>Pour EDF, la notion d'architecte-ensemblier recouvre la maîtrise :</p> <ul style="list-style-type: none">■ 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. <p>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.</p>
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.
Avantages postérieurs à l'emploi	<p>Avantages spécifiques acquis grâce au statut des IEG, en plus du droit commun, comptabilisés selon la norme IAS 19 et principalement relatifs :</p> <ul style="list-style-type: none">■ aux indemnités complémentaires spécifiques de retraite ;■ aux indemnités de fin de carrière et compléments exceptionnels de retraite ;■ aux avantages en nature énergie (gaz et électricité) et indemnités compensatrices de frais d'études ;■ à l'aide bénévole amiante et aux rentes accidents du travail et maladies professionnelles pour agents inactifs ;■ aux indemnités de congés exceptionnels ;■ aux indemnités de secours immédiat. <p>Ces avantages spécifiques ne sont pas couverts par le régime de droit commun mais par le biais d'un fond d'actifs (contrats d'assurance) et par les provisions passées par EDF.</p>
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).
Caisse nationale des IEG	Organe de gestion administrative créé en 2004 et en charge depuis 2005 du système des retraites et des avantages (risques de vieillesse, accidents du travail, maladie liée au travail, invalidité et décès, récupération des cotisations dues par les employeurs et les employés...).

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 Soullaines 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'environ 30 ans.
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 captage et stockage 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 ou des réseaux nationaux de transport en cause.
Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA)	Contribution appliquée sur la facture du consommateur, couvrant les avantages spécifiques constitués avant 2005 concernant les employés travaillant dans le transport et la distribution. La CTA se termine en 2025, et des versements annuels seront effectués à la CNIEG.
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 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).
Cycle combiné à gaz	Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.
Cycle du combustible	Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes : <ul style="list-style-type: none"> ■ 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	<p>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.</p> <p>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).</p> <p>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 %).</p>
Démarche AP913	<p>Démarche standard de l'INPO (<i>Institute of Nuclear Power Operations</i>) 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.</p>
Disponibilité d'une centrale	<p>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 x 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale. Pour le parc nucléaire d'EDF en France, la capacité de production théorique maximale est de 553 TWh (63,1 GW x 8 760 heures).</p>
DNN	<p>Distributeur Non Nationalisé.</p>
EaR (<i>Earnings at Risk</i>)	<p>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.</p>
EBITDA	<p>« <i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation</i> », correspond à l'Excédent Brut d'Exploitation.</p>
Effacement	<p>Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.</p>
Effets de change	<p>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.</p>
Effets de périmètre	<p>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.</p>
ELD	<p>Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.</p>
Enchères de capacité	<p>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.</p>
Énergies renouvelables	<p>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.</p>
Enrichissement	<p>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 %.</p>
Entreposage	<p>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.</p>
EPR	<p>Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée. De la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.</p>

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 : <ul style="list-style-type: none"> ■ 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 ₂ O), 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 (tellure 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 : <i>Independent Power Producer</i>) dont les activités ne sont pas régulées par l'État. On ne parle d'IPP que pour des projets 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 dégagee par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et gaz).
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1 ^{er} 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 <i>midstream</i> 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. <p>1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts</p> <p>1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawatt-heure</p> <p>1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts</p> <p>1 TW = 1 000 GW</p>
MWh cumac	Le MWh cumac est l'unité de compte des certificats qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.

Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).
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 : <i>Power purchase agreement</i>). Ce type de contrat est en général à la base d'un projet d'IPP (voir 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 <i>Profit at Risk</i> (« PaR ») représente, pour un intervalle de confiance donné, la dégradation maximale attendue de la valeur d'un portefeuille (« MtM ») sur un horizon de temps annuel.
Radioprotection (dosimétrie – dose)	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée dosimétrie collective et exprimée en homme-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à haute et très haute tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE 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 (<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i>).

Statut des Industries électriques et gazières (IEG)	Statut spécial institué en 1946 applicable au personnel actif et retraité (inactif) de l'électricité et du gaz en France, différent du droit commun sur les points suivants : <ul style="list-style-type: none"> ■ prestations de retraite ; ■ conventions collectives (grille salariale, organisation et heures de travail) ; ■ institutions de représentation du personnel ; ■ activités sociales.
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.
Télérelève	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 (³H)	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.
UO₂	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) : <ul style="list-style-type: none"> ■ 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 <i>market to market</i>) 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, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).



Annexes

Annexe A	400
Rapport 2012 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	416
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	
Annexe C	417
Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	
Annexe D	419
Comptes sociaux d'EDF SA et rapport des Commissaires aux comptes	
Annexe E	473
Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2012	
Annexe F	486
Table de concordance - Rapport financier annuel	
Annexe G	487
Projet de résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 30 mai 2013	

A Rapport 2012 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

Introduction	401
1 Gouvernement d'entreprise	401
1.1 Code de gouvernement d'entreprise	401
1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	401
1.2.1 Composition du Conseil d'administration	401
1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs	402
1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général	402
1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration	402
1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs	403
1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration	403
1.2.7 Information et formation des administrateurs	403
1.3 Activité du Conseil d'administration en 2012	403
1.4 Comités du Conseil d'administration	404
1.4.1 Comité d'audit	404
1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires	404
1.4.3 Comité de la stratégie	405
1.4.4 Comité d'éthique	405
1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations	405
1.5 Rémunération	406
1.6 Assemblées générales	406
2 Le contrôle interne du groupe EDF	406
2.1 Environnement de contrôle	406
2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale	406
2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne	407
2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, de la filière audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique	407
2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques	409
2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale	409
2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)	410
2.1.7 Les contrôles externes	410
2.2 La gestion et le contrôle des risques	410
2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques	410
2.2.2 Processus de cartographie des risques	411
2.2.3 Politique de gestion de crise	411
2.3 Les activités de contrôle du Groupe	411
2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes	411
2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière	413
2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements	414
2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale	415
2.4 Communication et diffusion des informations	415

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 (Code de l'énergie) 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'étranger¹ : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées telles que, notamment, CENG, Dalkia International : « les filiales co-contrôlées » ;
- ses filiales minoritaires ou participations, directes ou indirectes : « les participations ».

Nota 1 : Le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans la note 52 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2012 (voir chapitre 20 du document de référence 2012).

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 en tant 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 2012.

1.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, 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 et son impact sur la proportion d'administrateurs indépendants au sein du Conseil et de ses comités, 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 2012.

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 n° 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 2012).

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. EDF a pris le contrôle d'Edison courant 2012, et la société va être progressivement intégrée dans le système de contrôle interne et de gestion des risques d'EDF

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration est composé de :

- 6 administrateurs nommés par l'Assemblée générale : M. Henri Proglio, Président-Directeur Général, M^{me} Mireille Faugère, MM. Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre Mariani ;
- 6 administrateurs représentant l'État : M^{me} Marie-Christine Lepetit, MM. David Azéma, Yannick d'Escatha, Julien Dubertret, François Loos et Pierre Sellal ;
- 6 administrateurs élus par les salariés : M^{mes} Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling, MM. Alexandre Grillat, Philippe Maïssa, Jean-Paul Rignac et Maxime Villota.

Les renseignements personnels concernant les administrateurs figurent à la section 14.1 du document de référence 2012. 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 quatre femmes, soit une proportion de 22,2 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil. L'une appartient au collège des administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, la deuxième appartient au collège des administrateurs nommés par décret et les deux autres appartiennent au collège des administrateurs élus par les salariés (voir section 16. 2.1.1 du document de référence 2012).

Le décret n° 2012-406 du 23 mars 2012¹ a institué un Commissaire du Gouvernement au Conseil d'administration de la Société. Le Commissaire du Gouvernement assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'administration.

Par arrêté du 15 juin 2012, M. Pierre-Marie ABADIE, Directeur de l'énergie à la Direction Générale de l'Énergie et du Climat rattaché au ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, a été nommé Commissaire du Gouvernement.

Enfin, le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société² ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux réunions du Conseil d'administration, avec voix consultative.

1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil 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 toutes conventions conclues par la Société auxquelles 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 2012), code AFEP-MEDEF.

1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général

Les statuts d'EDF stipulent que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général.

Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » résulte donc des statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, sont de nature à assurer un équilibre entre le dirigeant mandataire social et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 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, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir § 1.2.4), 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.

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 toutes questions 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 ; pour l'exercice 2012, le Conseil a fixé (i) à 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 (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal unitaire de certaines opérations financières ;

1. Décret modifiant le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Électricité de France.

2. 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.

- 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 à un nouveau métier du Groupe ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂ 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 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 n° 2011-103 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance¹ 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 8 janvier 2013, 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 30 janvier 2013, à l'évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a confirmé la qualification d'indépendants de M^{me} Mireille Faugère et de MM. Philippe Crouzet, Michael Jay, Bruno Lafont et Pierre 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.

La dernière évaluation menée par un cabinet externe spécialisé a été réalisée en 2010. En 2012, l'évaluation annuelle a été réalisée en interne au moyen d'un questionnaire, validé par le Conseil sur proposition du Comité d'éthique. Les résultats de cette évaluation ont été examinés par le Comité d'éthique et présentés au Conseil d'administration du 30 janvier 2013. Il en ressort un haut niveau de satisfaction des administrateurs quant à la mise en œuvre des règles de bonne gouvernance par la Société. La tenue d'un séminaire stratégique ainsi que l'association de l'ensemble du Conseil d'administration à la réflexion stratégique du Groupe, via son Comité de la stratégie, a été saluée, de même que l'articulation des rôles entre les Comités spécialisés et le Conseil.

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 ainsi que le suivi des décisions prises par le Conseil d'administration sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier.

1.3 Activité du Conseil d'administration en 2012

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 2012, le Conseil d'administration s'est réuni 9 fois, et 27 réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Le Conseil s'est également réuni une fois en séminaire stratégique.

Les séances du Conseil ont duré en moyenne 2 heures et 30 minutes, 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 89,5 % en 2012.

En 2012, 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 prise de contrôle exclusif de la société italienne Edison ;
- la cession de la centrale de Sutton Bridge (Royaume-Uni), conformément à l'engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne dans le cadre de l'acquisition de British Energy fin 2008.

1. Voir section 16.2.1 du document de référence 2012.

En outre, dans le cadre d'un séminaire stratégique, le Conseil a examiné les conséquences pour le Groupe de l'évolution du contexte énergétique et du jeu des acteurs, les axes stratégiques de développement et la trajectoire financière.

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 Commissaire du Gouvernement assiste, avec voix consultative, aux réunions des Comités.

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. Pierre 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).

Plus largement, chacun des membres du Comité d'audit contribue, au travers de son expérience et de ses compétences, à la qualité des débats au sein du Comité.

Le Comité d'audit est présidé par M. Pierre Mariani, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au groupe EDF. Les autres membres du Comité sont MM. David Azéma et Yannick d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling, MM. Alexandre Grillat et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M. David Azéma a été nommé par le Conseil d'administration du 22 novembre 2012 membre du Comité d'audit, en remplacement de M. Jean-Dominique Comolli.

La composition du Comité d'audit de la Société reflète les particularités de la composition du Conseil d'administration issues de la loi du 26 juillet

1983 relative à la démocratisation du secteur public, qui rendent difficile le respect d'une proportion de deux tiers d'administrateurs indépendants au sein du Comité, comme le préconise le code AFEP-MEDEF. Cependant, la Société estime que, bien que le Comité d'audit ne compte pas deux tiers d'administrateurs indépendants, sa composition actuelle ne nuit pas aux compétences du Comité et à sa capacité à remplir efficacement les missions qui lui sont dévolues par la loi et le règlement intérieur du Conseil.

Le Président-Directeur Général assiste aux réunions du Comité qui ont pour objet l'examen des comptes annuels et semestriels du plan à moyen terme et du budget.

Le Comité d'audit s'est réuni 7 fois en 2012. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 85,7 %.

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) ;
- les évolutions de la perception du Groupe par les analystes.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la direction du Contrôle des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

1.4.1.3 Activité en 2012

En 2012, 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 conséquences de la prise de contrôle d'Edison sur les comptes du Groupe.

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. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M^{me} Marie-Christine Lepetit et M. Yannick d'Escatha, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

M^{me} Marie-Christine Lepetit a été nommée par le Conseil d'administration du 24 mai 2012 membre du Comité de suivi des engagements nucléaires en remplacement de M. Pierre-Marie Abadie.

Le CSEN s'est réuni 3 fois en 2012. 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 entre actif et 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 indépendants¹ et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

1.4.2.3 Activité en 2012

En 2012, 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 2012 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. Henri Proglia, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, M^{me} Marie-Christine Lepetit et MM. David Azéma et Pierre Sellal, administrateurs représentant l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et MM. Alexandre Grillat et Jean-Paul Rignac, administrateurs élus par les salariés.

M^{me} Marie-Christine Lepetit a été nommée par le Conseil d'administration du 24 mai 2012 membre du Comité de la stratégie, en remplacement de M. Pierre-Marie Abadie.

M. David Azéma a été nommé par le Conseil d'administration du 22 novembre 2012 membre du Comité de la stratégie, en remplacement de M. Jean-Dominique Comolli.

Depuis 2010, le Président invite aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres afin d'impliquer encore davantage le Conseil d'administration dans le débat stratégique.

Le Comité de la stratégie s'est réuni 5 fois en 2012. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 90 %.

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 2012

En 2012, le Comité de la stratégie a examiné en particulier les implications des évaluations complémentaires de sûreté pour les parcs nucléaires d'EDF et d'EDF Energy, la stratégie du Groupe en matière d'énergies renouvelables ainsi que, lors d'une réunion conjointe avec le Comité d'éthique, la politique ressources humaines du Groupe et la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF.

1. Désignés le 26 octobre 2010 par le Conseil d'administration, pour trois ans.

1.4.4 Comité d'éthique

1.4.4.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par M^{me} Mireille Faugère, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres sont M^{me} Marie-Christine Lepetit, administratrice représentant l'État, M^{mes} Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling et MM. Alexandre Grillat, et Philippe Maïssa, administrateurs élus par les salariés.

M^{me} Marie-Christine Lepetit a été nommée par le Conseil d'administration du 24 mai 2012 membre du Comité d'éthique en remplacement de M. Pierre-Marie Abadie.

Le Comité d'éthique s'est réuni 9 fois en 2012. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 81,1 %.

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).

Par ailleurs, le Comité visite périodiquement des sites opérationnels afin d'appréhender des thématiques relevant de ses missions.

1.4.4.3 Activité en 2012

En 2012, le Comité d'éthique a notamment étudié le projet de Charte éthique du Groupe, la politique santé et sécurité du Groupe, les politiques de communication et de mécénat du Groupe ainsi que, lors d'une réunion conjointe avec le Comité de la stratégie, la politique ressources humaines du Groupe et la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF.

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. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe. Les autres membres du Comité sont M. Michael Jay, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires et personnalité externe au Groupe, et M. David Azéma, administrateur représentant l'État.

M. David Azéma a été nommé par le Conseil d'administration du 22 novembre 2012 membre du Comité des nominations et des rémunérations, en remplacement de M. Jean-Dominique Comolli.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni 3 fois en 2012. Le taux moyen de participation des administrateurs membres de ce Comité s'est élevé à 88,9 %.

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 2012

En 2012, le Comité des nominations et des rémunérations a notamment examiné la part variable de la rémunération du Président-Directeur Général au titre de 2011 et sa rémunération fixe annuelle brute, ainsi que les critères de calcul de sa rémunération variable au titre de 2012 (voir section 15.1 du document de référence 2012).

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 2012, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2012. 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 interne¹ (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 Proglia, Président-Directeur Général, Président du Comité exécutif ;
- Marianne Laigneau, Directrice des Ressources Humaines du groupe EDF ;
- Henri Lafontaine, Directeur Exécutif Délégué Commerce, Optimisation Trading et SEI (Systèmes Énergétiques Insulaires) ;
- Pierre Lederer, Conseiller spécial du Président ;
- Hervé Machenaud, Directeur Exécutif Groupe Production et Ingénierie ;
- Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe Finances ;
- Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy ;
- Alain Tchernonog, Secrétaire Général.

Denis Lépée, Conseiller du Président, assure le secrétariat du Comité exécutif.

1.5 Rémunération

Les modalités de fixation de la rémunération des mandataires sociaux d'EDF, les principes et règles arrêtés par le Conseil pour la détermination de ces rémunérations ainsi que les montants versés en 2012 sont détaillés au chapitre 15 du document de référence 2012.

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 2012.

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.

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 et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe

Un Comité des engagements du Comité exécutif examine de manière approfondie les projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées, ayant reçu une position de principe favorable du Comité exécutif, pour décision finale. Les projets ayant reçu un avis favorable font l'objet d'un suivi. 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.

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 ;
- Antoine Cahuzac, Directeur Général d'EDF EN ;
- Catherine Gros, Directrice de la Communication du Groupe ;
- Philippe Huet, Directeur Délégué auprès du Secrétaire Général, Directeur des Risques et de l'Audit Groupe ;
- Bruno Lescœur, Directeur Délégué en charge du gaz et de l'Europe du Sud ;
- Philippe Méchet, Directeur des Relations Institutionnelles ;
- Olivier Orsini, Directeur du Développement Amérique du Sud, Afrique, Moyen-Orient, Communauté des États Indépendants (CEI) et partenariats associés ;
- Bernard Salha, Directeur de la Recherche et du Développement ;

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)

- Éric Thomas, Directeur Juridique du Groupe ;
- Gérard Wolf, Directeur en charge des relations avec les institutions financières internationales à Washington.

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.

2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne

Une 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, rapportant au Président-Directeur Général, décrit au paragraphe 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 (80 personnes environ) est assurée par la Direction de l'Audit.

Un guide de contrôle interne¹ 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. Le guide 2012 a notamment pris en compte une nouvelle exigence réglementaire concernant la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie.

Fin 2012, chacune des 57 entités concernées a élaboré un rapport annuel de contrôle interne comportant notamment une description de son dispositif de contrôle interne, une autoévaluation² de ce dispositif, 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 sixième année consécutive. Chaque année, il est rendu compte au Président-Directeur Général et au Comité d'audit, puis au Conseil d'administration, de la synthèse de ces documents et de l'interprétation qui peut en être faite s'agissant du niveau de déploiement du contrôle interne dans le Groupe.

La Direction de l'Audit effectue désormais des audits complets de ces entités, qui comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne au même rythme que précédemment (trois à cinq ans suivant leur taille).

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées et participations significatives), la maîtrise des risques est prise en charge par les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance. Ainsi, ces derniers s'assurent pour chaque filiale de la mise en place d'une cartographie des risques, d'une description des dispositifs de contrôle interne et d'audit, d'une information régulière sur la cartographie des risques et sur les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils s'assurent également de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit périodique³.

La Direction de l'Audit et la Direction du Contrôle des Risques Groupe apportent un appui :

- aux représentants d'EDF au sein des filiales majeures, pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance ;
- aux Directeurs des Directions de rattachement, chargés d'apporter le même appui aux représentants d'EDF au sein des filiales de moindre importance faisant partie de leur champ de responsabilité, et d'en rendre compte dans leur rapport annuel d'autoévaluation.

2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, de la filière audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique

2.1.3.1 La Direction du Contrôle des Risques Groupe

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années des politiques de gestion de ses risques sur les plans opérationnel (risques industriels, environnementaux, sanitaires...), financier et organisationnel.

Au-delà de ces politiques sectorielles, face à un contexte évolutif, EDF a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction 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).

2. Les autoévaluations rendent compte de l'ensemble des champs d'action figurant dans le cadre de référence de l'AMF.

3. S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.

- 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 ;
- assurer le déploiement de la politique de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et définir les modalités d'échange et de coopération en période de crise avec les filiales régulées ou les filiales co-contrôlées et garantir l'opérationnalité du dispositif de crise pour le niveau Groupe (voir § 2.2) ;
- effectuer, sur demande du Secrétariat Général, du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), de la Direction des Achats, des Directions métiers ou filiales du Groupe, les différents contrôles nécessaires à la maîtrise des risques extra-financiers liés aux relations d'affaires dans le cadre des investissements et engagements de long terme, des partenariats, des contrats de consultants, ou de l'attribution de marchés sensibles par EDF SA.

2.1.3.2 La filière Audit du Groupe

La filière Audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, EDF et filiales, exerçant une activité d'audit interne. Le Président-Directeur Général a confié l'animation de cette filière au Directeur Délégué aux Risques et à l'Audit Groupe. 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 ainsi que pour la zone Asie-Pacifique 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, EDF 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. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (conomination et coévaluation des Directeurs d'audit métier par la DAi – hors RTE et ERDF –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes...).

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.

La filière audit a fait l'objet d'évaluations externes en 2008 puis en 2011-2012, qui attestent du respect des normes professionnelles.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi anime le déploiement de la Politique de Contrôle Interne et de 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 nécessité d'auditer, à des fréquences adaptées à leur importance, les principales entités du Groupe (Directions et filiales), afin d'évaluer notamment la robustesse de leur dispositif de contrôle interne,
 - les principaux processus comptables et financiers,
 - les grands projets,
 - les risques majeurs de la cartographie des risques, non traités par les audits ci-dessus,
 - le suivi des décisions de la Direction Générale.
- 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 des 12 à 18 mois qui suivent, la DAi s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives ou de toute autre action décidée par le management dans le but de faire disparaître les dysfonctionnements observés par l'audit. Une clôture satisfaisante de l'audit n'est prononcée que lorsque les dysfonctionnements ont été éliminés. A contrario, une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée.
- Ces principes sont appliqués dans les mêmes termes par l'ensemble de la filière audit.
- Un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la DAi. Il récapitule, sur l'ensemble du périmètre de la filière audit du Groupe, 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.

2.1.3.3 La Direction Financière

La Direction Financière (DF) 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 trois domaines : le Contrôle de Gestion, la Comptabilité et la Fiscalité. Le Contrôle de Gestion a pour missions :

- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budgets, prévisions 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 révisions deux fois par an, ainsi que d'un reporting mensuel couvrant les résultats réalisés à date et une mise à jour de la dernière révision 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 d'EDF, et les comptes consolidés du Groupe ;
- de s'assurer de la qualité de la comptabilité en élaborant les référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes à appliquer ;
- 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.

La Fiscalité a pour missions :

- de garantir la cohérence des politiques fiscales au sein du Groupe ;
- de s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille relative aux obligations légales et réglementaires ;
- de s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- d'identifier et de maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

2.1.3.4 La Direction Juridique

Au-delà de la contribution de la Direction Juridique (DJ) 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 de ses pouvoirs au 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 délégués après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats (DA) ou l'un de ses délégués, 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.

La Direction Juridique élabore et met à jour les délégations de pouvoirs lorsque les évolutions de l'organisation d'EDF le nécessitent.

En complément, un vade-mecum sur les délégations de pouvoirs rédigé par la Direction Juridique, diffusé pour la première fois en novembre 2008, a été actualisé et a fait l'objet d'une nouvelle diffusion en 2010. Ce vade-mecum est conçu comme un outil destiné à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.1.5 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, qui récapitule les cinq valeurs d'EDF : respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité et exigence d'intégrité. Ce document a été diffusé dans toutes les Directions d'EDF par la ligne managériale. La désignation de correspondants éthiques, chargés de veiller à la diffusion du Mémento et au respect effectif des valeurs sur le terrain, renforce le dispositif¹. 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, revues managériales).

En 2011, le Groupe a décidé l'élaboration concertée d'un nouveau référentiel qui, dans la continuité des valeurs précédentes, les regroupe au sein de trois valeurs clé : respect, responsabilité et solidarité au niveau du Groupe. Après avoir été validé sur le fond en Comité de Direction Groupe le 19 octobre 2011, le projet a été testé au premier semestre 2012 auprès de groupes de salariés dans les principales sociétés du Groupe. Le nouveau document qui en résulte a été validé par le Comité de Direction Groupe le 26 septembre 2012 et approuvé par le Comité d'éthique du Conseil d'administration le 8 octobre 2012.

Depuis sa création en 2008, le Comité de Développement durable Groupe, composé des responsables du Développement durable de différentes filiales telles qu'EDF Energy, EDF Démász, les filiales du groupe EDF en Pologne,

1. La maîtrise du risque fraude fait partie intégrante du guide de contrôle interne ; ce point est aussi examiné dans le cadre de tous les audits d'entité et a fait l'objet d'un audit général en 2012.

en Chine, en Asie du Sud-Est et Edison, permet de mettre en cohérence les démarches éthiques. La présentation à ce Comité le 23 novembre 2012 du nouveau référentiel constitue la première étape d'un déploiement qui doit assurer, courant 2013, en cohérence avec les démarches éthique de chacune des sociétés du Groupe, le partage des valeurs et des engagements éthiques par tous les salariés.

Le dispositif d'alerte éthique, mis en place à partir de 2004 sur le périmètre d'EDF, reconnaît à tout salarié le droit de signaler de manière confidentielle, mais non anonyme, les situations contraires aux valeurs et aux règles éthiques du Groupe. Ce dispositif permet de saisir le Délégué Éthique et Déontologie du groupe EDF à travers une messagerie éthique sécurisée. Il a été complété en 2008 par un numéro vert d'appel, anonyme et gratuit, qui permet à tout salarié de témoigner auprès de conseillers externes de difficultés rencontrées dans sa vie au travail. Le 24 novembre 2011, la CNIL a formellement autorisé le système d'alerte professionnelle d'EDF décrit ci-dessus, qui traite environ cinquante dossiers par an.

Le bilan d'activité du Délégué Éthique et Déontologie du groupe EDF est depuis 2010 intégré dans la revue managériale de responsabilité sociale.

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 le développement des liens de la proximité territoriale ;
- la contribution au débat sur le développement durable.

La mise en œuvre de ces engagements est animée par le Comité de 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. L'audit annuel en mars 2012 constate une animation renforcée avec une approche de « Responsabilité d'Entreprise » qui donne plus de perspective et de sens à l'action environnementale.

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 ses 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 et services mutualisés. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues en liaison avec 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.

Le Système d'Information (SI) du périmètre finance est utilisé par plusieurs Directions du Groupe et porte des enjeux importants en termes d'intégrité des données et de disponibilités des applications. La DSI-Périmètre Finance en assure la maîtrise d'ouvrage déléguée. Elle pilote le fonctionnement quotidien des applications, gère les évolutions et met en œuvre toutes les dispositions nécessaires pour garantir la sécurité de ce SI.

La cohérence d'ensemble est pilotée par la Direction des Systèmes d'Information Groupe qui anime la filière SI au travers de politiques communes. Une nouvelle gouvernance de la filière a été élaborée en déclinaison de la décision du Président du 19 décembre 2011 de renforcer le pilotage Groupe des fonctions d'appui. Elle prévoit un renforcement du rôle de la Direction des Systèmes d'Information Groupe pour garantir les synergies et la performance du SI au service de la stratégie des métiers, notamment en matière de trajectoire financière, de sécurité et de disponibilité des SI. Cette nouvelle gouvernance conforte l'élargissement aux filiales internationales.

Les décisions et arbitrages stratégiques sont examinés, selon leur nature et le périmètre concerné, soit par un des Comités d'EDF cité au paragraphe 2.1.1, soit par le Comité stratégique SI qui associe les principaux Directeurs et Directeurs de filiales 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.

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-contrôlées¹. 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.

L'actualisation de la cartographie des risques fait l'objet d'échanges approfondis, menés régulièrement entre la Direction du Contrôle des Risques Groupe (cf. § 2.1.3.1) et chacune des entités opérationnelles ou fonctionnelles contributrices. Ces échanges visent à réinterroger la pertinence de l'identification des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

La cartographie consolidée 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.

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du Groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant notamment sur les risques majeurs identifiés. De plus, le processus de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus : la politique Assurances et sa mise en œuvre, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes de pilotage d'EDF (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif Groupe – « CECEG », etc.) ; en particulier, le processus de contrôle des risques contribue grâce à la cartographie des risques à la sécurisation du processus d'investissement et d'engagements de long terme en veillant à la qualité des analyses de risques des dossiers présentés au CECEG. Enfin, les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits à la section 4.1 du document de référence 2012 en cohérence avec la cartographie des risques consolidée du Groupe.

2.2.3 Politique de gestion de crise

La politique de gestion de crise, formalisée par une décision du Président-Directeur Général en juin 2005, définit les principes d'organisation et de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes, dans toutes les entités du Groupe ;

- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus, dans chaque Direction d'EDF et dans les filiales contrôlées ;
- à définir les modalités de coopération avec les filiales régulées et – *via* les Directions de rattachement – avec les filiales co-contrôlées, en période de crise ;
- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires ;
- à vérifier l'existence d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Le dispositif de contrôle interne de la politique de gestion de crise est intégré dans le dispositif de contrôle interne du Groupe. Par ailleurs, un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble. Enfin, l'organisation de crise est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif d'organisation interne ou d'environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure.

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 Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées par la DCRG après consolidation au niveau Groupe et en cohérence avec le processus budgétaire. Ces stratégies s'appuient sur une politique de risques marchés énergies portée par la DCRG et formalisée par la décision du Président-Directeur Général du 9 décembre 2005, qui 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 (Conseils d'administration ou de surveillance et Comités 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 la Direction du Contrôle des Risques Groupe assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit d'EDF rend un avis au Conseil d'administration sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions proposées par la DCRG.

1. À l'exception de Dalkia International.

2.3.1.1.2 Contrôle des risques financiers

La Direction du Contrôle des Risques Groupe est notamment en charge de 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 et de la politique Groupe du risque de contrepartie, 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 des positions de marché de la salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique la Direction Financement et Investissements, la salle des marchés et la Direction du Contrôle des Risques Groupe, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Le Comité Marchés qui se réunit vérifie et examine mensuellement, le cas échéant, les demandes de dérogations au cadre de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits ;
- le contrôle des positions du portefeuille « Actifs dédiés » (au sein de la Direction Financière), dont la gestion est assurée par la Division Gestion des Actifs. Un cadre de travail spécifique a été mis en place par la Direction du Contrôle des Risques Groupe et définit les limites de risque admissibles. Le Comité de gestion opérationnelle présidé par le Directeur Financement et Investissements est l'instance de pilotage de la gestion et du suivi du risque financier associé à ce portefeuille.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, celle-ci est rattachée à la Direction du Contrôle des Risques Groupe et possède un lien fonctionnel avec la Direction Financement et Investissements.

2.3.1.1.3 Contrôle des risques extra-financiers

EDF a mis en place au sein de la DCRG un département spécialisé dans l'évaluation des risques extra-financiers liés aux entrées en relation d'affaires avec des tiers parties (consultants, fournisseurs, partenaires industriels... identifiés comme sensibles). Préalablement à une entrée en relation d'affaires, des contrôles formalisés et auditable sont réalisés en vue de prévenir d'éventuels risques de réputation.

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 :

- les projets d'investissement, de désinvestissement et de fusions-acquisitions supérieurs à 50 millions d'euros¹ ;
- 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 CO₂ ;
- le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Les réunions du CECEG 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, Direction du Développement durable, Direction de la Stratégie, Direction des Achats...) et les porteurs des projets, afin de vérifier l'exhaustivité des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts.

Les projets d'engagements sont ensuite revus par le Conseil d'administration comme décrit au § 1.2.4.

Le guide de « pilotage des investissements » prévoit que les projets d'engagements qui sont inférieurs aux seuils de saisine du CECEG sont examinés par des instances de gouvernance propres à chaque entité.

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 les infrastructures et les services mutualisés, 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 des Systèmes d'Information (« DSI Groupe ») à trois niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des correspondants 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. Ces réseaux sont progressivement élargis aux filiales internationales.

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. 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 examine en tant que de besoin, en présence des Directeurs de la DCRG et de la Direction de la Sécurité (« DIRSEC »), les inflexions qui s'avèrent nécessaires à la politique de Sécurité SI du Groupe, sans se substituer aux instances techniques. 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.

L'année 2012 a été marquée par :

- la mise en œuvre d'un exercice « Plan de continuité de l'activité » après finalisation du déplacement géographique des *data centers* ;
- la mise à jour de trois directives sécurité (gestion des tiers, continuité des activités et gestion des incidents sécurité pour EDF SA) ;

1. Hors investissements et désinvestissements financiers liés à la gestion des actifs dédiés et des actifs retraite, qui ont une gouvernance spécifique. Voir section 1.4.2.

- la création, au sein de la DSI Groupe, du Bureau d'instruction des demandes d'externalisation de services (« BIDES ») chargé de mener les analyses de sécurité des services externalisés ;
- une décision relative aux échanges numériques entre les entités du Groupe.

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 de rattachement, 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.

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 concernée ;
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF dans les organes de gouvernance des filiales et participations, 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 supérieur hiérarchique de l'administrateur proposé...);
- 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

Le Président-Directeur Général a validé en octobre 2003 une politique santé et sécurité et complété le dispositif le 1^{er} février 2012 par une décision prévoyant notamment d'intégrer la prévention sécurité dans les formations des managers et de faire un point trimestriel en Comité exécutif sur les résultats et actions menées au sein du Groupe dans ce domaine.

Présentée en Conseil d'administration en 2012, validée et diffusée dans le Groupe, la nouvelle politique Assurances du groupe EDF sera mise en œuvre en 2013. Véritable outil d'intégration, cette nouvelle politique augmente le champ assurantiel en couvrant l'ensemble des missions et du périmètre du Groupe. Sa diffusion sera accompagnée du Manuel des procédures Assurances, en cours de finalisation, pour faciliter la mise en œuvre de cette politique. Depuis 2004, 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. En 2011, a été créé le Comité d'Orientations Stratégiques Assurances (« COSA »), présidé par le Directeur Exécutif Groupe chargé des finances, qui nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la Politique Assurances, notamment les principales caractéristiques des programmes de couverture des risques assurables.

2.3.2 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.

2.3.2.2 Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF¹ sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (« IASB ») et approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2012. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC). Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Un réseau de correspondants des Directions opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène en comptabilité entre les différentes entités du Groupe.

2.3.2.3 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis au Conseil d'administration, pour arrêté au 30 juin de l'exercice.

Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêts annuels. Des réunions avec les directions d'EDF et les filiales permettent de préparer les arrêts comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse a posteriori des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations...) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat a été mise en place en 2011. Elle a permis d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les flux de bilan.

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.

2.3.2.4 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation.

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

1. Le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés (voir chapitre 20 du présent document de référence).

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.

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.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable.

2.3.3 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 1^{er} 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 pouvoirs 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 du secteur nucléaire en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorité de sûreté nucléaire (« ASN ») en France, Nuclear Directorate au sein du Health and Safety Executive, Office for Nuclear Generation au Royaume-Uni, Nuclear Regulatory Commission aux États-Unis, National Nuclear Safety Administration en Chine...).

Concernant EDF, les entités ou responsables suivants sont en place :

- le Conseil de sûreté nucléaire que préside le Président du groupe EDF se réunit plusieurs fois par an et examine en février le bilan annuel « Sûreté nucléaire et radioprotection » ;

- 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 filière Audit réalise plusieurs dizaines d'audits par an dans le domaine nucléaire (ingénierie, combustibles, exploitation).

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 notamment à la sécurisation du financement des charges nucléaires, impose à la Société de décrire dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'évaluer les charges liées à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes et les choix retenus pour la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture des provisions.

Depuis juin 2007, et conformément au cadre législatif et réglementaire, EDF adresse un rapport triennal à l'autorité administrative et une lettre d'actualisation annuelle. Le second rapport triennal a été finalisé en juin 2010 et a fait l'objet de lettres d'actualisation en 2011 et en 2012. Ces rapports et lettres d'actualisation font l'objet d'un avis par le Comité de suivi des engagements nucléaires, dont il est rendu compte au Conseil d'administration d'EDF avant leur envoi à l'autorité administrative. Le rapport sur le contrôle interne qui figure en annexe de la lettre d'actualisation fait l'objet d'une délibération du Conseil d'administration.

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, EDF a exercé sa responsabilité d'exploitant nucléaire en tirant dès le mois de mars 2011 les premiers enseignements pour son parc. Les 19 rapports d'évaluations complémentaires de sûreté (« ECS ») 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.

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 a émis en 2012 un ensemble de prescriptions techniques pour chaque site, avec des délais de mise en œuvre des dispositions complémentaires correspondantes cohérents avec cet avis.

Les rapports ECS des sites en déconstruction ont été transmis comme prévu à l'ASN mi-septembre 2012.

Dans le cadre des *Peer Reviews*¹ organisées par l'ENSREG (*European Nuclear Safety Regulators Group*) suite à l'accident de Fukushima, une équipe d'auditeurs s'est rendue avec des représentants de l'ASN sur le site du Tricastin pour évaluer la partie « site » du rapport ECS de ce site. Des visites supplémentaires ENSREG ont ensuite été réalisées sur les sites de Chooz, Cattenom et Fessenheim. Ces *Peer Reviews* ont permis de confirmer la pertinence des actions prises ou que va prendre EDF pour améliorer la robustesse de ses installations.

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 du Groupe pour vérifier la bonne mise en œuvre de ces décisions et politiques et l'atteinte des objectifs fixés dans ce cadre.

Ce rapport a été élaboré par un groupe de travail animé par la Direction de l'Audit (Direction de l'Audit interne du groupe EDF) et réunissant des représentants des Directions Juridique, Contrôle des Risques Groupe, Direction Financière ainsi que du Secrétariat Général du Conseil d'administration. Différents contributeurs, tels que la Délégation à l'Éthique et à la Déontologie, la Direction des Systèmes d'Information, la Délégation Administrateurs et Sociétés, la Direction du Développement durable ainsi que la Direction Investisseurs et Marchés ont également été sollicités. Ce rapport a été examiné successivement par le Secrétaire Général du Groupe (4 février 2013), le Comité de l'information financière (29 janvier 2013), le Comité d'audit (11 février 2013) et été approuvé par le Conseil d'administration du 13 février 2013, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

2.4 **Communication et diffusion des informations**

En complément des actions de communication et de reporting évoquées tout au long du présent rapport, un accent particulier peut être porté sur les actions spécifiques suivantes :

- À la suite de son introduction en bourse en 2005, EDF a établi des procédures ayant pour objet d'encadrer et fiabiliser les processus et le contenu de la communication financière d'EDF et de prévenir les infractions boursières. Ainsi, une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. Un système de validation de l'information financière, destiné à assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF, à examiner et valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière, a été mis en place. Ce Comité comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, le groupe EDF a adopté 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* 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.

Paris, le 13 février 2013.

Le Président-Directeur Général d'EDF,
Henri PROGLIO

1. Peer Review : revue entre pairs.

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

Exercice clos le 31 décembre 2012

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA (« la Société ») et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre Société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la Société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ; et
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Autres informations


Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris-La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 13 février 2013

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA

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

Exercice clos le 31 décembre 2012

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'attache 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

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention ni d'aucun engagement autorisé au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

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 :

■ Contrat de Service Public

L'État français 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, et ainsi 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 2012.

■ 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 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. L'avance en tête a été intégralement remboursée par AREVA au cours de l'exercice 2012.

■ 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 et de leurs avenants s'élèvent respectivement à 994 millions d'euros (dont 149 millions d'euros comptabilisés en 2012), 122 millions d'euros (dont 13 millions d'euros comptabilisés en 2012) et 212 millions d'euros (aucun montant comptabilisé en 2012).

■ 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.

Les discussions ont porté au cours de l'exercice 2012 sur les modalités d'organisation et de réalisation des audits, y compris les modalités de sélection d'un prestataire.

Paris-La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 13 février 2013

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA



Bernard Cattenoz



Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés



Alain Pons



Patrick E. Suissa

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

États financiers	
Comptes de résultat	421
Bilans	422
Tableaux de flux de trésorerie	424
Annexe aux comptes annuels	427
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	471

Comptes de résultat

(en millions d'euros)

	Notes	2012	2011
CHIFFRE D'AFFAIRES⁽¹⁾	4	44 106	41 950
Production stockée		5	18
Production immobilisée		651	462
Subventions d'exploitation	5	4 698	3 565
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 941	2 437
Transferts de charges		83	78
Autres produits d'exploitation	7	560	647
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		53 044	49 157
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	34 805	32 208
Achats consommés de combustibles		4 265	3 116
Achats d'énergie		12 013	10 696
Achats de services et autres achats consommés de biens		18 527	18 396
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 233	2 609
Sur rémunérations		145	142
Liés à l'énergie		1 006	1 398
Autres		1 082	1 069
Charges de personnel	10	6 238	5 761
Salaires et traitements		3 687	3 600
Charges sociales		2 551	2 161
Dotations d'exploitation		4 936	3 558
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	11	2 354	2 100
Sur immobilisations : dotations pour dépréciations	12	9	14
Sur actif circulant : dotations pour dépréciations	12	204	162
Pour risques et charges : dotations aux provisions	12	2 369	1 282
Autres charges d'exploitation	13	989	1 064
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		49 201	45 200
Résultat d'exploitation (I - II)		3 843	3 957
Opérations en commun			
III BÉNÉFICE ATTRIBUÉ OU PERTE TRANSFÉRÉE		5	8
IV PERTE SUPPORTÉE OU BÉNÉFICE TRANSFÉRÉ		-	1
Produits financiers de participations		2 478	1 047
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé		1 039	344
Autres intérêts et produits assimilés		408	827
Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges		975	424
Gains de change réalisés		1 953	2 291
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement		28	79
V TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS		6 881	5 012
Dotations financières aux amortissements aux dépréciations et aux provisions		3 015	3 344
Intérêts et charges assimilées		2 023	2 158
Pertes de change réalisées		1 860	2 179
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement		1	18
VI TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES		6 899	7 699
Résultat financier (V - VI)	14	(18)	(2 687)
Résultat courant avant impôts (I - II + III - IV + V - VI)		3 830	1 277
VII RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	15	196	197
VIII IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	16	460	356
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III - IV + V - VI + VII - VIII)		3 566	1 118

(1) Dont production en 2012 de biens à l'exportation pour 5 648 millions d'euros et de services à l'exportation pour 634 millions d'euros.

Bilans

	Notes	31/12/2012			31/12/2011
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
<i>(en millions d'euros)</i>					
ACTIF					
Immobilisations incorporelles	17-18	1 119	382	737	693
Terrains		117	6	111	110
Constructions		9 228	6 057	3 171	3 227
Installations techniques, matériels et outillages industriels		59 902	40 063	19 839	18 411
Autres immobilisations corporelles		1 202	741	461	394
Immobilisations corporelles du domaine propre	17-18	70 449	46 867	23 582	22 142
Terrains		39	-	39	38
Constructions		9 026	5 737	3 289	3 275
Installations techniques, matériels et outillages industriels		3 497	1 823	1 674	1 651
Autres immobilisations corporelles		11	11	-	-
Immobilisations corporelles du domaine concédé	17-18	12 573	7 571	5 002	4 964
Travaux en cours		7 697	-	7 697	6 769
Avances et acomptes versés		1 862	-	1 862	1 368
Immobilisations corporelles en cours	17	9 559	-	9 559	8 137
Immobilisations incorporelles en cours	17	1 165	-	1 165	1 014
Participations et créances rattachées		58 160	795	57 365	52 552
Titres immobilisés		14 750	540	14 210	12 383
Prêts et autres immobilisations financières		8 568	-	8 568	4 830
Immobilisations financières	19-20-23	81 478	1 335	80 143	69 765
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		176 343	56 155	120 188	106 715
Matières premières		8 299	14	8 285	7 958
Autres approvisionnements		996	162	834	693
En cours de production et autres stocks		21	-	21	18
Stocks et en cours	22	9 316	176	9 140	8 669
Avances et acomptes versés sur commande	23	906	-	906	796
Créances clients et comptes rattachés		13 185	315	12 870	11 653
Autres créances d'exploitation		3 706	2	3 704	6 692
Créances d'exploitation	23	16 891	317	16 574	18 345
Valeurs mobilières de placement	24-25	8 954	7	8 947	9 049
Instruments de trésorerie	23	2 801	-	2 801	2 807
Disponibilités	25	3 685	-	3 685	3 194
Charges constatés d'avance	23	1 335	-	1 335	603
Autres actifs courants		16 775	7	16 768	15 653
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		43 888	500	43 388	43 463
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		242	-	242	257
Primes de remboursement des emprunts (IV)		549	82	467	324
Écarts de conversion - Actif (V)	26	340	-	340	295
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		221 362	56 737	164 625	151 054

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2012	31/12/2011
PASSIF			
Capital		924	924
Primes liées au capital social			
Primes d'émission		7 015	7 015
Primes de fusion		25	25
Écarts de réévaluation			
Réserve spéciale – loi du 28.12.59		655	668
Réserve réglementée – loi du 29.12.76		15	15
Réserves diverses		3 000	3 000
Réserves réglementées			
Réserve légale		92	92
Report à nouveau		3 713	4 286
Résultat de l'exercice		3 566	1 118
Acomptes sur dividendes		(1 053)	(1 053)
Subventions d'investissement reçues		190	171
Provisions réglementées			
Provisions relatives aux immobilisations amortissables (loi du 30.12.77)		11	14
Amortissements dérogatoires		6 312	6 535
Capitaux propres	27	24 465	22 810
Passifs spécifiques des concessions	28	1 999	1 968
TOTAL I FONDS PROPRES		26 464	24 778
Provisions pour risques	29	681	553
Provisions pour charges			
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé		248	238
Aval du cycle nucléaire	30	16 611	15 865
Déconstruction et derniers cœurs	30	15 293	13 854
Avantages du personnel	31	10 751	10 594
Autres charges	32	490	637
TOTAL II PROVISIONS		44 074	41 741
Emprunts obligataires et autres emprunts		48 203	40 093
Avances sur consommation reçues		65	90
Autres dettes		1 214	1 178
Dettes financières	33-34	49 482	41 361
Avances et acomptes reçus	33	5 833	5 444
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		7 894	7 793
Dettes fiscales et sociales		6 626	5 575
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés		1 538	1 381
Autres dettes		15 947	15 757
Dettes d'exploitation, d'investissement et divers	33	32 005	30 506
Instruments de trésorerie	33	2 370	1 889
Produits constatés d'avance	33	4 232	5 185
TOTAL III DETTES		93 922	84 385
Écarts de conversion - Passif (IV)	26	165	150
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		164 625	151 054

Tableaux de flux de trésorerie

(en millions d'euros)

	2012	2011
Opérations d'exploitation		
Résultat avant impôts sur les bénéfices	4 026	1 474
Amortissements et provisions	3 746	3 913
Plus ou moins values de cessions	(6)	(100)
Produits et charges financiers	(1 995)	(171)
Variation du besoin en fonds de roulement	(2 270)	(797)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	3 501	4 319
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus	1 243	(325)
Impôts sur le résultat payés	(1 173)	(849)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation (A)	3 571	3 145
Opérations d'investissement		
Investissements corporels et incorporels	(4 713)	(4 146)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	37	33
Variations d'actifs financiers	(4 860)	(1 639)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement (B)	(9 536)	(5 752)
Opérations de financement		
Émissions d'emprunts et conventions de placements	9 618	6 168
Remboursements d'emprunts et conventions de placements	(2 244)	(2 108)
Dividendes versés	(2 125)	(2 122)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	14	13
Subventions d'investissement reçues	11	51
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement (C)	5 274	2 002
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (A)+(B)+(C)	(691)	(605)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE *		
	(3 100)	(2 521)
Incidence des variations de change	24	(68)
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie	68	94
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE *	(3 699)	(3 100)

* 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 en note 25.

Sommaire

Annexe aux comptes annuels

Note 1.	Principes et méthodes comptables	427	Note 14.	Résultat financier	439
1.1	Référentiel comptable	427	Note 15.	Résultat exceptionnel	439
1.2	Jugements et estimations de la Direction	427	Note 16.	Impôts sur les bénéfices	440
1.3	Chiffre d'affaires	427	16.1	Groupe fiscal	440
1.4	Immobilisations incorporelles	427	16.2	Impôt sur les sociétés	440
1.5	Immobilisations corporelles	428	16.3	Situation fiscale différée ou latente	440
1.6	Dépréciation des actifs à long terme	429	Note 17.	Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles	441
1.7	Immobilisations financières	429	Note 18.	Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	442
1.8	Stocks et en-cours	430	Note 19.	Actifs dédiés	442
1.9	Créances d'exploitation et trésorerie	430	19.1	Réglementation	442
1.10	Comptes de régularisation	430	19.2	Composition et évaluation des actifs dédiés	442
1.11	Conversions des dettes et créances en devises	430	19.3	Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	443
1.12	Provisions réglementées	431	Note 20.	Immobilisations financières	444
1.13	Passifs spécifiques des concessions	431	20.1	Variations des immobilisations financières	444
1.14	Provisions hors avantages du personnel	431	20.2	Filiales et participations détenues à plus de 50 %	445
1.15	Provisions et engagements liés au personnel	432	20.3	Filiales et participations détenues à moins de 50 %	446
1.16	Instruments dérivés	433	20.4	Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)	446
1.17	Contrats de matières premières	433	20.5	Variations des actions propres	447
1.18	Environnement	433	Note 21.	Informations concernant les entreprises liées	447
Note 2.	Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice	434	21.1	Relations avec les filiales	447
2.1	Émissions obligataires	434	21.2	Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	448
2.2	Prise de contrôle d'Edison	434	Note 22.	Stocks et en-cours	448
2.3	Flamanville 3	434	Note 23.	Créances	449
2.4	Fin de la coopération globale entre EDF et ENEL dans le nucléaire	434	Note 24.	Valeurs mobilières de placement	449
Note 3.	Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes	435	Note 25.	Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	450
3.1	Accord sur le recouvrement des déficits liés à la CSPE	435	Note 26.	Écart de conversion actif et passif	450
3.2	Loi NOME – Décision de la Commission européenne	435	Note 27.	Variations des capitaux propres	451
Note 4.	Chiffre d'affaires	435	27.1	Capital social	451
Note 5.	Subventions d'exploitation	436	27.2	Distributions de dividendes	451
Note 6.	Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation	436	27.3	Variations des capitaux propres	451
Note 7.	Autres produits d'exploitation	436	Note 28.	Passifs spécifiques des concessions	452
Note 8.	Consommations de l'exercice en provenance de tiers	437	Note 29.	Provisions pour risques et passifs éventuels	452
Note 9.	Impôts, taxes et versements assimilés	437	29.1	Provisions pour risques	452
Note 10.	Charges de personnel	437	29.2	Passifs éventuels	453
Note 11.	Dotations aux amortissements	438			
Note 12.	Dotations aux provisions et aux dépréciations	438			
Note 13.	Autres charges d'exploitation	438			

Note 30. Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction des centrales et derniers cœurs	454	Note 35. Instruments financiers	465
30.1 Provisions pour aval du cycle nucléaire	454	35.1 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice	466
30.2 Provisions pour déconstruction et pour derniers cœurs	456	35.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés	466
30.3 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité	457	Note 36. Engagements et opérations non inscrites au bilan	467
Note 31. Provisions pour avantages du personnel	458	36.1 Engagements hors bilan donnés	467
31.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	459	36.2 Engagements hors bilan reçus	468
31.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	460	36.3 Autres natures d'engagements	468
31.3 Actifs de couverture	460	Note 37. Environnement	469
31.4 Hypothèses actuarielles	461	37.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre	469
Note 32. Provisions pour autres charges	461	37.2 Certificats d'économie d'énergie (CEE)	469
Note 33. Dettes	462	Note 38. Rémunération des mandataires sociaux	469
Note 34. Dettes financières	463	Note 39. Événements postérieurs à la clôture	470
34.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture	464	39.1 Émission de dette à durée indéterminée	470
34.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture	464	39.2 Affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme	470

Annexe aux comptes annuels

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, est une société anonyme qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI : Corse et départements d'outre-mer).

➤ Note 1. Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes 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 Jugements et estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Les principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macro-économiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

1.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses 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.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 30.3.

1.2.2 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation 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 2012 sont détaillées en note 31.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2012 sont appropriées

et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.3 Énergie en compteurs et acheminement associé

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie 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 :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.4 Immobilisations incorporelles

1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles 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 développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de la durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de concessions, brevets et droits similaires, de droits d'exploitation, de réservation de capacité de stockage, et de droits d'émission de gaz à effet de serre.

En application de l'ordonnance n°2004-330 du 14 avril 2004, l'État affecte aux exploitants depuis le 1^{er} janvier 2005, pour une période déterminée, une quantité fixe de droits d'émission représentatifs d'une tonne d'équivalent dioxyde de carbone dans le cadre du plan national d'allocation des quotas (PNAQ).

Les droits 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 droits 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 autres immobilisations incorporelles, à l'exclusion des droits 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 sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre ;
- immobilisations du domaine concédé.

1.5.1 Évaluation

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition, à leur coût de production ou à leur valeur réévaluée, diminué du cumul des amortissements et des dépréciations :

- 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 1^{er} janvier 1960, et en application des textes législatifs et réglementaires pour les ouvrages entrés à l'actif avant le 1^{er} 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.

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.

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

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 attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Pour les principaux ouvrages, les durées d'utilité attendues sont les suivantes :

- | | |
|--|-------------|
| ■ Barrages hydroélectriques | 75 ans |
| ■ Matériel électromécanique des usines hydroélectriques | 50 ans |
| ■ Centrales thermiques à flamme | 25 à 45 ans |
| ■ Installations de production nucléaire | 40 ans |
| ■ Installations de distribution (lignes, postes de transformation) | 20 à 45 ans |

1.5.3 Domaine propre

Les immobilisations du domaine propre sont essentiellement constituées des installations nucléaires.

Sont inclus dans la valeur des immobilisations du domaine propre :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- et pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
 - le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
 - 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 sur la durée de vie résiduelle 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 d'inspections majeures qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

En effet, jusqu'au 31 décembre 2011, EDF comptabilisait en charges, avec une provision pour gros entretien, les dépenses d'inspections majeures des centrales. À compter du 1^{er} janvier 2012, le mode de comptabilisation est modifié, EDF optant pour une comptabilisation sous forme de composant.

1.5.4 Domaine concédé

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes);
- concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

1.5.4.1 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 (mis à jour en 2007).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan quelle que soit l'origine du financement pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

1.5.4.2 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 pour leur coût d'acquisition diminué du cumul des amortissements. Ils sont amortis 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.

1.6 Dépréciation des actifs à long terme

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés;
- 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 de trois ans et des hypothèses validées 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 1^{er} 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°2007-C 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 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 dépréciée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur

d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales. Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change.

1.8 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production. Les stocks sont ensuite évalués en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les 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 consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement du réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres 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 dépréciations constatées 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.

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 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 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.

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 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de forces hydrauliques.

1.13.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique de SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

1.13.2 Passifs spécifiques des concessions de Forces Hydrauliques

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ;
- et depuis le 1^{er} 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 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.14 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par l'entreprise si les trois conditions suivantes sont remplies :

- EDF a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par 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 provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble du combustible. 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 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 ;
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.
- les pertes latentes de change ;
- les charges afférentes à l'énergie non relevée et non facturée pour faire face aux dépenses restant à engager ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution.

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 de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en variation des actifs correspondants lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision, pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.15 Provisions et engagements liés au personnel

Conformément à 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 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n°2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et de l'article 335.1 alinéa 2 du Plan Comptable Général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des conditions économiques du pays et des perspectives d'évolution de salaires.

Pour les 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 en 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 ;
- le cas échéant 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 déterminé sur la base du rendement des obligations d'État d'une durée comparable – OAT 2035, d'une durée de 14 ans homogène avec celle des engagements au personnel – auquel a été ajouté un spread calculé sur les obligations d'entreprises non financières de première catégorie, en tenant compte de leur durée.

Le montant de la provision tient compte de la valeur des actifs destinés à couvrir les avantages postérieurs à l'emploi, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée au titre des engagements envers le personnel intègre :

- la charge nette 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 aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- 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 dotations aux provisions et les charges d'actualisation sont enregistrées en résultat financier.

1.15.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail - maladies professionnelles, du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du Budget, de la Sécurité Sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

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 1^{er} 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 CNIIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel (« tarif agent »). L'engagement d'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 3 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 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 relevant 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 Environnement

1.18.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

EDF s'est vu allouer des droits d'émission de gaz à effet de serre depuis 2005.

Les droits 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 droits d'émission correspondant aux émissions réalisées.

Simultanément, les droits alloués par l'État font l'objet d'une reprise du compte de régularisation spécifique en contrepartie d'un produit.

L'excédent prévisionnel de droits d'émission, préalablement acquis, détenus en fin d'exercice par rapport aux émissions prévues pour l'année ou réalisées dans l'année doit faire l'objet d'un test de dépréciation et le cas échéant, une dépréciation doit être constatée sur ces droits ou le cas échéant reprise par partie ou en totalité.

Les droits d'émission étant alloués par période, les droits restant à recevoir de l'État au sein de la période sont mentionnés dans l'annexe en engagements hors bilan reçus. Lors d'une cession de droits 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 droits d'émission cédés sont des droits préalablement alloués par l'État et non encore émis, la cession entraîne également la reprise du compte de régularisation.

1.18.2 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 cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges 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. Événements et transactions significatifs survenus au cours de l'exercice

Les principaux événements et transactions survenus au cours de l'exercice 2012 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

2.1 Émissions obligataires

EDF a reçu les fonds provenant des émissions obligataires suivantes :

- deux milliards d'euros avec un coupon annuel de 3,875 % d'une maturité de 10 ans, en date du 18 janvier 2012 ;
- un milliard d'euros, avec un coupon annuel de 4,125 %, d'une maturité de 15 ans, et 500 millions de livres sterling avec un coupon annuel de 5,5 %, d'une maturité de 25 ans, en date du 27 mars 2012.
- deux milliards d'euros avec un coupon annuel de 2,75 %, d'une maturité de 10,5 ans, en date du 10 septembre 2012.

2.2 Prise de contrôle d'Edison

Suite à la levée des conditions suspensives, le groupe EDF a finalisé le 24 mai 2012 avec ses partenaires italiens l'opération de prise de contrôle du groupe d'énergie Edison. Dans ses principes, l'accord final est conforme à l'accord préliminaire signé le 26 décembre 2011 entre les parties.

Pour cela, EDF a souscrit en juin 2012 à une première augmentation du capital de Wagram 4 de 845 millions d'euros lui permettant de prendre ainsi le contrôle d'Edison en acquérant la totalité de la participation de Delmi dans TdE (50 %).

Conformément aux dispositions de la réglementation boursière italienne, le groupe EDF a lancé le 2 juillet 2012 une offre publique obligatoire sur Edison à un prix de 0,89 euro par action ordinaire. À ce titre, EDF a souscrit à une augmentation complémentaire du capital de Wagram 4 de 381 millions d'euros.

Au 31 décembre 2012, le groupe EDF détient 97,40 % du capital et 99,48 % des droits de vote d'Edison.

2.3 Flamanville 3

En décembre 2012, EDF a communiqué une révision à la hausse du coût de construction du projet Flamanville 3 de 2 milliards d'euros par rapport au coût (de l'ordre de 6 milliards d'euros₂₀₀₈) qui avait été annoncé en juillet 2011. La première production commercialisable est prévue pour 2016.

Au-delà de l'effet « tête de série », certains facteurs ont pesé sur ce coût complet : l'évolution du design de la chaudière, les études d'ingénierie supplémentaires, l'intégration des nouvelles exigences réglementaires ainsi que les enseignements post-Fukushima. Ont également été intégrées des dépenses supplémentaires liées à des aléas industriels, comme le remplacement des consoles du pont polaire et ses conséquences sur l'aménagement du planning des travaux ainsi que l'impact financier de l'allongement des délais de construction.

2.4 Fin de la coopération globale entre EDF et ENEL dans le nucléaire

En novembre 2007, EDF et ENEL avaient conclu une série d'accords organisant leur coopération dans le domaine du nucléaire, aux termes desquels ENEL prenait une participation de 12,5 % dans le projet EPR de Flamanville.

Compte tenu de l'évolution de l'environnement économique et de ce projet ainsi que l'abandon de la relance du programme nucléaire italien suite au référendum de juin 2011, ENEL et EDF ont annoncé le 4 décembre 2012 mettre un terme à cette coopération et renoncer à leurs options respectives dans les programmes de l'autre partenaire, ENEL abandonnant sa participation dans le projet EPR de Flamanville. Cette décision prend effet au 19 décembre 2012. À ce titre, EDF a remboursé ENEL du montant de son investissement dans ce projet, soit 658 millions d'euros (pénalités comprises). En contrepartie, EDF bénéficiera de l'intégralité de la production d'électricité de Flamanville 3.

➤ Note 3. Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

3.1 Accord sur le recouvrement des déficits liés à la CSPE

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) est une contribution fixée par l'État et collectée directement auprès du consommateur final d'électricité, dans le but de compenser certaines charges de service public assumées par EDF. Elle a vocation à financer l'essor des énergies renouvelables, les tarifs sociaux et la péréquation tarifaire.

Depuis 2007, et malgré la mise en place d'un mécanisme permettant une hausse régulière de la taxe par la loi de finances 2011, le montant de CSPE collectée ne suffisait pas à compenser l'augmentation de ces charges et le déficit créé venait peser sur l'endettement d'EDF.

L'accord trouvé avec les pouvoirs publics annoncé le 14 janvier 2013 prévoit le remboursement de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012, à hauteur de 4,3 milliards d'euros et des coûts de portage supportés par EDF, à hauteur de 0,6 milliard d'euros. Le montant de la créance ne sera néanmoins définitivement arrêté que courant 2013, après les délibérations de la CRE pour la reconnaissance des charges de service public 2012.

Un échéancier de remboursement progressif jusqu'en 2018 de cette créance de 4,9 milliards d'euros a été validé dans l'accord, la créance étant rémunérée sur toute la période à des conditions de marché (1,72 %). Cette rémunération sera comptabilisée en produit financier dans les comptes sociaux d'EDF.

À la suite de cet accord, EDF a reconnu, dès le 31 décembre 2012, un produit financier de 0,6 milliard d'euros et a transféré la créance de « Autres créances d'exploitation » à « Prêts et autres immobilisations financières » pour 4,3 milliards d'euros.

3.2 Loi NOME – Décision de la Commission européenne

La Commission européenne a annoncé le 12 juin 2012 avoir validé sous conditions les aides présentes dans les tarifs réglementés de vente en France. La Commission avait ouvert une enquête en 2007 au sujet des tarifs réglementés de vente aux entreprises (tarifs Jaune, Vert et tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)). La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) a entre-temps modifié le contexte législatif et réglementaire français en supprimant le TaRTAM, en fixant la fin des tarifs Jaune et Vert d'ici fin 2015 et en mettant en place l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) pour tous les fournisseurs de clients en France.

Après enquête, la Commission européenne conclut que les tarifs aux entreprises constituent des aides d'État mais qu'elles sont néanmoins compatibles avec le droit européen aux conditions suivantes :

- maintien du prix de l'ARENH à 42€/MWh jusqu'à l'approbation par la Commission de la méthodologie de fixation du prix de l'ARENH ;
- orientation progressive vers les coûts chaque année à compter de l'été 2012 puis disparition effective des tarifs Jaune et Vert fin 2015.

Cette décision clôt l'enquête de la Commission européenne au titre des aides d'État.

➤ Note 4. Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2012	2011
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	41 897	40 096
Ventes de services et divers	2 209	1 854
CHIFFRE D'AFFAIRES	44 106	41 950

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

Le chiffre d'affaires est en hausse de 5,1 % par rapport au 31 décembre 2011. Cette évolution concerne principalement les ventes d'électricité en France reflétant notamment l'effet climat ainsi que les augmentations des tarifs réglementés de juillet 2011 et de juillet 2012.

➤ Note 5. Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)

	2012	2011
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	4 698	3 565

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 4 687 millions d'euros en 2012 contre 3 556 millions d'euros en 2011. 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, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)

	2012	2011
Reprises sur provisions pour risques	79	78
Pensions et obligations assimilées	1 137	766
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	2	2
Gestion du combustible nucléaire usé	738	562
Gestion à long terme des déchets radioactifs	150	150
Déconstruction des centrales	257	287
Autres provisions pour charges ⁽¹⁾	113	444
Reprises sur provisions pour charges	2 397	2 211
Reprises sur dépréciations	465	148
TOTAL REPRISES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	2 941	2 437

(1) Dont 173 millions d'euros en 2011 de reprise relative à la provision concernant le TaRTAM sans équivalent en 2012.

➤ Note 7. Autres produits d'exploitation

(en millions d'euros)

	2012	2011
AUTRES PRODUITS D'EXPLOITATION	560	647

Sont comptabilisés notamment dans cette rubrique, en application de l'avis du Comité d'urgence n°2004-C du 23 mars 2004, les droits d'émission 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)	2012	2011
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	4 265	3 116
Achats d'énergie ⁽²⁾	12 013	10 696
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	18 527	18 396
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	34 805	32 208

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire.

(2) L'augmentation des achats d'énergie porte principalement sur les obligations d'achats photovoltaïques et éoliens.

(3) 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)	2012	2011
Impôts et taxes sur rémunérations	145	142
Impôts et taxes liés à l'énergie ⁽¹⁾	1 006	1 398
Contribution Économique Territoriale	466	457
Taxes Foncières	362	355
Autres impôts et taxes	254	257
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 233	2 609

(1) Un produit à recevoir de 98 millions d'euros est comptabilisé en 2012 suite à la délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en date du 9 octobre 2012 arrêtant la charge définitive au titre du dispositif TaRTAM. En 2011, une contribution de 316 millions d'euros avait été enregistrée dans les comptes annuels. Le TaRTAM a été supprimé à compter de la mise en place effective du dispositif de l'ARENH le 1^{er} juillet 2011.

➤ Note 10. Charges de personnel

(en millions d'euros)	2012	2011
Salaires et traitements	3 687	3 600
Charges sociales	2 551	2 161
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 238	5 761

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des charges sociales conformément au décret 2011-2087 du 30 décembre 2011.

	2012			2011
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Cadres	27 441	348	27 789	26 030
Exécutions, Agents de maîtrise et Techniciens	36 342	172	36 514	36 449
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	63 783	520	64 303	62 479

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

➤ Note 11. Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2012	2011
Dotations aux amortissements sur immobilisations incorporelles	116	104
Dotations aux amortissements sur immobilisations corporelles du :		
■ domaine propre	2 004	1 770
■ domaine concédé ⁽¹⁾	203	195
Dotations aux amortissements des immobilisations	2 323	2 069
Dotations aux amortissements des frais d'émission d'emprunts et autres charges à étaler	31	31
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	2 354	2 100

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions « Distribution publique » des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions « Forces Hydrauliques ».

➤ Note 12. Dotations aux provisions et aux dépréciations

(en millions d'euros)	2012	2011
Provisions pour risques	141	90
Pensions et obligations assimilées	708	515
Renouvellement des immobilisations du domaine concédé	17	16
Gestion du combustible nucléaire usé	432	396
Gestion à long terme des déchets radioactifs	46	36
Déconstruction des centrales et derniers cœurs ⁽¹⁾	912	11
Autres provisions pour charges	113	218
Provisions pour charges	2 228	1 192
Dépréciations	213	176
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET AUX DÉPRÉCIATIONS	2 582	1 458

(1) 610 millions d'euros relatifs à la révision du devis pour la déconstruction des centrales nucléaires définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A). Le devis et le planning ont été revus pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires.

➤ Note 13. Autres charges d'exploitation

(en millions d'euros)	2012	2011
Émissions de gaz à effet de serre	146	201
Autres charges d'exploitation	843	863
TOTAL AUTRES CHARGES D'EXPLOITATION	989	1 064

➤ Note 14. Résultat financier

(en millions d'euros)	2012	2011
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	2 478	1 047
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	1 039	344
Autres intérêts et produits assimilés ⁽³⁾	408	827
Reprises sur provisions, dépréciations et transferts de charges ⁽⁴⁾	975	424
Résultat de change	93	112
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	27	61
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁵⁾	(3 015)	(3 344)
Intérêts et charges assimilés ⁽⁶⁾	(2 023)	(2 158)
RÉSULTAT FINANCIER	(18)	(2 687)

(1) En 2012, EDEV a versé 964 millions d'euros de dividendes et EDF International 540 millions d'euros sans équivalent en 2011.

(2) Ce poste inclut notamment, en 2012, un produit de 629 millions d'euros au titre des coûts de portage passés cumulés de la CSPE (voir note 3.1).

(3) La variation provient pour l'essentiel d'un abandon de créance en 2011 par le Commissariat de l'Énergie Atomique (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.

(4) Ce poste comprend notamment, en 2012, les reprises de provisions :

- sur les titres de participation de la Gérance Générale Foncière (GGF) pour 212 millions d'euros consécutif à l'augmentation de capital d'EDF Immo par apport en nature de ces titres,
- sur les actifs dédiés pour 317 millions d'euros. En 2011, cette dernière représentait 84 millions d'euros.

(5) Ce poste se compose principalement des charges d'actualisation relevant des provisions à long terme (nucléaire et avantages du personnel). La hausse des effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs observée sur l'exercice 2012 génère une charge de 244 millions d'euros liée à la révision du taux d'actualisation (voir note 30.3.1). En 2011, les dotations aux provisions portaient, notamment, sur les titres Véolia (272 millions d'euros), les titres GGF (212 millions d'euros) et les actifs dédiés (293 millions d'euros).

(6) La variation provient pour l'essentiel des charges liées aux passifs financiers court terme.

➤ Note 15. Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2012 : le résultat exceptionnel représente un produit net de 196 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des reprises nettes sur les amortissements dérogatoires sur immobilisations corporelles et incorporelles pour 199 millions d'euros ;
- une moins value de 212 millions d'euros concernant les titres GGF dans le cadre de l'apport en nature des titres GGF et Sofilo à EDF Immo compensée par une reprise de dépréciation des titres GGF de même montant en résultat financier ;

- une plus value de 86 millions d'euros liée à l'apport en nature à EDEV des titres EDF Énergies Nouvelles antérieurement détenus par EDF, correspondant à la différence entre la valeur des titres EDEV et la valeur nette comptable des titres EDF Énergies Nouvelles.

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.

➤ Note 16. Impôts sur les bénéfiques

16.1 Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2012 comprend 110 filiales dont RTE Réseau de Transport d'Électricité, ERDF, EDF International et des nouvelles entrantes telles qu'EDF Énergies Nouvelles et ses filiales.

16.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés, de l'imposition forfaitaire annuelle et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés (contribution sociale, contribution exceptionnelle de 5 % de l'impôt sur les sociétés et contribution de 3 % sur les distributions).

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de 460 millions d'euros au titre de l'exercice 2012. Cette charge se décompose comme suit :

- 413 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2012 ;
- 122 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- (75) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

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)	31/12/2012	31/12/2011	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
- Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(10 980)	(11 720)	740
- Instruments financiers et écarts de conversion	(3 295)	(3 104)	(191)
- Autres	(246)	(255)	9
Total actif d'impôt - taux normal	(14 521)	(15 079)	558
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
- Instruments financiers et écarts de conversion	2 875	2 859	16
- Autres	501	-	501
Total passif d'impôt - taux normal	3 376	2 859	517
- Plus value en sursis d'imposition	79	79	-
Total passif d'impôt - taux réduit	79	79	-
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(11 066)	(12 141)	1 075
Dette future d'impôt au taux de droit commun	(3 838)	(4 207)	369
Dette future d'impôt au taux réduit	1	1	-

(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 31/12/2011	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2012
Logiciels	557	112	40	629
Autres ⁽¹⁾	446	319	275	490
Immobilisations incorporelles	1 003	431	315	1 119
Terrains	115	5	3	117
Constructions et agencements de terrains	9 096	197	65	9 228
Tranches de production nucléaires	46 833	2 278	1 003	48 108
Matériel et outillage industriel hors réseau	10 061	999	119	10 941
Réseau du domaine propre	781	73	1	853
Autres immobilisations corporelles	1 098	156	52	1 202
Immobilisations corporelles du domaine propre	67 984	3 708	1 243	70 449
Terrains	38	1	-	39
Constructions et agencements de terrains	8 861	168	3	9 026
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 343	49	68	1 324
Réseau du domaine concédé	2 093	107	27	2 173
Autres immobilisations corporelles	11	-	-	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé ⁽²⁾	12 346	325	98	12 573
Immobilisations corporelles ⁽³⁾	6 769	4 211	3 283	7 697
Immobilisations incorporelles	1 014	274	123	1 165
Avances et acomptes versés sur commandes	1 368	494	-	1 862
Immobilisations en cours	9 151	4 979	3 406	10 724
TOTAL	90 484	9 443	5 062	94 865

(1) L'augmentation de 319 millions d'euros comprend 166 millions d'euros liés à l'allocation par l'État des droits d'émission de gaz à effet de serre en 2012 et la diminution de 275 millions d'euros comprend 201 millions d'euros liés à la restitution à l'État en 2012 des droits 2011.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des Systèmes Energétiques 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. Par ailleurs, le renforcement du schéma de gestion a permis une amélioration du suivi des dépenses de maintenance courante et des contrôles planifiés réalisés à intervalles réguliers. Ces contrôles relèvent de la qualification d'inspections majeures et sont immobilisés.

➤ Note 18. Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2011	Augmentation	Diminution	Montants cumulés au 31/12/2012
Logiciels	238	102	40	300
Autres	72	13	3	82
Immobilisations incorporelles	310	115	43	382
Terrains et constructions	5 874	244	55	6 063
Tranches de production nucléaire	32 012	1 705	1 296	32 421
Matériel et outillage industriel hors réseau	6 945	472	114	7 303
Réseau du domaine propre	307	32	-	339
Autres immobilisations corporelles	704	87	50	741
Immobilisations corporelles du domaine propre	45 842	2 540	1 515	46 867
Terrains et constructions	5 586	153	2	5 737
Matériel et outillage industriel hors réseau	975	20	27	968
Réseau du domaine concédé	810	51	6	855
Autres immobilisations corporelles	11	-	-	11
Immobilisations corporelles du domaine concédé	7 382	224	35	7 571
TOTAL	53 534	2 879	1 593	54 820

➤ 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 sous conditions un report de 5 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 suite à l'accord de l'autorité administrative, de 50 % des titres RTE.

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

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 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 2 393 millions d'euros au 31 décembre 2012. 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 2012 est la suivante :

	31/12/2012		31/12/2011	
	Valeur nette comptable	Juste valeur ou valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Juste valeur ou valeur de réalisation
<i>(en millions d'euros)</i>				
Titres de participations - RTE	2 015	2 393	2 015	2 310
Titres immobilisés de l'activité de portefeuille	13 864	15 218	12 058	12 734
Autres immobilisations financières	-	-	1	1
Total actifs dédiés - immobilisations financières	15 879	17 611	14 074	15 045
Valeurs mobilières de placement	-	-	578	576
Total actifs dédiés avant couverture	15 879	17 611	14 652	15 621
Instruments de couverture et autres éléments	-	15	-	(20)
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE	15 879	17 626	14 652	15 601

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 2012

Les dotations de trésorerie, suspendues du fait des conditions de marché depuis le mois d'octobre 2011, ont repris en janvier 2012, et s'établissent à 737 millions d'euros pour l'année 2012 (315 millions d'euros en 2011).

Du fait d'un contexte marqué par la crise des dettes souveraines européennes, EDF a maintenu en 2012 sa politique d'investissement prudente d'une

part en maintenant une exposition maîtrisée sur l'Italie et négligeable sur les pays les plus durement touchés de la zone Euro (Grèce, Portugal, Irlande, Espagne) et d'autre part en allégeant sa position sur les obligations souveraines allemandes aux rendements jugés trop bas.

Des retraits pour un montant de 350 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2012 (378 millions d'euros en 2011).

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 :

	31/12/2012	31/12/2011
<i>(en millions d'euros)</i>		
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	6 722
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 578	11 366
Provisions derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	434	389
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	20 125	18 477

➤ Note 20. Immobilisations financières

20.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2011	Augmentation	Diminution	Variation de change	Reclassement	Valeur brute au 31/12/2012
Participations ⁽¹⁾	52 657	8 473	3 168	-	-	57 962
Créances rattachées aux participations ⁽²⁾	1 045	153	1 000	-	-	198
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille	13 172	8 000	6 462	-	-	14 710
Autres titres immobilisés	34	134	128	-	-	40
Prêts	15	1	2	-	-	13
Prêts aux filiales ⁽³⁾	4 681	1 618	2 769	69	-	3 599
Dépôts et cautionnements et autres	134	38	95	-	-	77
Créance CSPE ⁽⁴⁾	-	629	-	-	4 250	4 879
Total	71 738	19 046	13 624	69	4 250	81 478

(en millions d'euros)	Valeur au 31/12/2011	Dotations	Reprises	Variation de change	Reclassement	Valeur au 31/12/2012
Provisions sur participations et créances rattachées ⁽⁵⁾	(1 150)	(9)	364	-	-	(795)
Provisions sur TIAP et autres titres immobilisés ⁽⁶⁾	(823)	(48)	331	-	-	(540)
Total	(1 973)	(57)	695	-	-	(1 335)

VALEUR NETTE	69 765	-	-	-	-	80 143
--------------	--------	---	---	---	---	--------

(1) La variation de ce poste correspond pour l'essentiel aux opérations suivantes réalisées en 2012 :

- la souscription à l'augmentation du capital d'EDEV par souscription en numéraire pour 1 900 millions d'euros et par apport en nature des titres EDF Énergies Nouvelles pour 1 542 millions d'euros,
- la sortie des titres EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de l'augmentation du capital d'EDEV pour (1 456) millions d'euros,
- la souscription à l'augmentation du capital d'EDF Immo pour 1 361 millions d'euros,
- la sortie des titres de la Gérance Générale Foncière (GGF) (472) millions d'euros et SOFILO (1 088) millions d'euros par apport en nature suite à l'augmentation du capital d'EDF Immo,
- la souscription à l'augmentation du capital de C3 pour 2 169 millions d'euros,
- la souscription à l'augmentation du capital de Wagram 4 pour 1 491 millions d'euros,
- la sortie des titres de la Centrale Sidérurgique de Richemont (CSR) pour (152) millions d'euros, consécutif à la fusion par voie d'absorption par EDF.

(2) Remboursement de l'avance de 1 milliard d'euros consentie à EDEV en 2011.

(3) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2012 est de 3 599 millions d'euros, dont 1 501 millions d'euros pour EDEV, 1 174 millions d'euros pour RTE.

(4) Suite à l'accord de l'État, part de la créance donnant lieu à échéancier de remboursement et à rémunération.

(5) Dont une reprise de provision de 212 millions d'euros constituée en 2011 sur les titres de GGF dans le cadre de l'apport en nature à EDF Immo des titres GGF et Sofilo. La provision de 152 millions d'euros sur les titres de la CSR a été reprise suite à l'opération d'absorption de la CSR par EDF.

(6) Une reprise de 317 millions d'euros à fin décembre 2012 concerne les actifs dédiés.

20.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

	Valeur brute comptable des titres détenus	Dépréciations 31/12/2012	% du capital détenu	Capitaux propres 31/12/2011	Résultat de l'exercice 2011	Dividendes reçus en 2012	Chiffre d'affaires 2011
<i>(en millions d'euros)</i>							
I. Filiales							
* Sociétés Holdings							
EDEV	4 710	-	100	1 595	46	964	1
EDF International	25 930	-	100	24 265	829	540	-
MNTC	2 095	275	100	2 006	3	-	-
EDF Production Electrique Insulaire SAS	496	-	100	432	-	-	ns
EDF Holding SAS	1 950	-	100	2 251	247	235	-
Société C3	9 896	-	100	7 739	ns	-	-
Wagram 4	3 168	425	100	1 629	ns	-	-
EDF Immo	1 361	-	100	-	-	245	-
* Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Electrique Rhénane de Gamsheim	3	-	50	11	-	-	5
Dalkia Investissement	200	-	50	262	38	19	3
RTE Réseau de Transport d'Électricité ⁽¹⁾	4 030	-	100	5 316	233	140	4 197
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	-	100	3 543	589	308	12 262
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	115	-	-	30
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	50	94	2	1	13
Forces Motrices du Châtelot	1	-	50	12	ns	-	4
* Sociétés et Établissements financiers							
Sapar Finance	3	-	100	1	-	-	ns
* Autres (GIE EIFER)	77	76	-	-	-	-	-
TOTAL I	56 637	790	-	-	-	2 452	-

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	Dépréciations 31/12/2012	% du capital détenu	Capitaux propres 31/12/2011	Résultat de l'exercice 2011	Dividendes reçus en 2012
I. Filiales						
Total I Report des filiales	56 637	790				2 452
II Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50% et supérieure ou égale à 10%						
* Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Dalkia International	425	-	24	1 570	39	-
Dalkia Holding	897	-	34	1 335	83	26
Total II.1	1 322	-				26
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10% dont :						
Autres	2	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	97	4	ns
Total II.2	3	-				-
Total II	1 325	-	-	-	-	26
Total brut des filiales et participations	57 962	790	-	-	-	2 478
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	57 172	-	-	-	-	-

ns: non significatif (inférieur à 500 000 euros).

20.4 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

(en millions d'euros)	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	13 172	12 357	13 073	14 710	14 177	15 531

La valeur brute des TIAP regroupe, au 31 décembre 2012, pour 14 053 millions d'euros d'actifs dédiés et pour 657 millions d'euros un portefeuille d'actions.

20.5 Variations des actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

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), 8 398 898 actions ont été achetées en 2012 pour un montant total de 134 millions d'euros et 7 413 159 actions ont été vendues pour un montant total de 119 millions d'euros.

(en millions d'euros)	Valeur brute au 31/12/2011	Augmentation	Diminution	Valeur brute au 31/12/2012
ACTIONS PROPRES	23	134	(127)	30

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique «TIAP» et détenues au 31 décembre 2012 s'élève à 2 110 739 actions pour une valeur de 30 millions d'euros.

➤ Note 21. Informations concernant les entreprises liées

21.1 Relations avec les filiales

	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		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Sociétés						
RTE	1 174	252	-	149	-	65
EDEV	1 501	-	-	-	-	6
EDF Energy	-	151	-	227	-	5
EDF Énergies Nouvelles	420	-	-	-	-	29
EDF International	-	-	-	-	-	-
ERDF	-	146	-	2 212	-	-
EDF Trading	284	870	-	1 121	-	7
Dalkia International	94	-	-	-	-	8
EDF Polska	76	-	-	-	-	2
EDF Energy UK Ltd	-	-	-	-	-	2
Compte courant ERDF	-	-	-	266	-	-
Convention de Trésorerie Groupe avec les filiales	-	-	7 776	-	(14)	-
Convention d'intégration fiscale ⁽²⁾	-	198	-	1 094	-	-
Convention de Placement des liquidités des filiales	-	-	5 823	-	(71)	-

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont EDF International pour 877 millions d'euros en dettes.

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 2012. 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.

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 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 et l'enrichissement d'uranium, l'achat de combustible nucléaire, les opérations de maintenance de centrales, l'achat d'équipements ainsi que les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé.

EDF et AREVA NC ont signé le 15 décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032.

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 ».

Pour les centrales nucléaires du palier 1300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et d'autre part un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA MINES ont par ailleurs signé le 31 juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

De plus, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2012.

➤ Note 22. Stocks et en-cours

	Matières premières		Autres approvisionnements	En cours de production et autres stocks	Total
	Combustible Nucléaire	Autres combustibles			
<i>(en millions d'euros)</i>					
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
Valeur brute au 31/12/2012	7 836	463	996	21	9 316
Provisions au 31/12/2012	(14)	-	(162)	-	(176)
VALEUR NETTE AU 31/12/2012	7 822	463	834	21	9 140

➤ Note 23. Créances

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2012	Montant brut au 31/12/2011
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	198	-	-	198	1 045
Prêts	4	5	4	13	15
Autres immobilisations financières ⁽¹⁾	2 858	799	19	3 676	4 815
Créance CSPE ⁽²⁾	-	4 086	793	4 879	-
Créances de l'actif immobilisé	3 060	4 890	816	8 766	5 875
- Créances clients et comptes rattachés :					
Factures établies	2 499	-	-	2 499	2 547
Factures à établir ⁽³⁾	10 686	-	-	10 686	9 373
- Autres créances d'exploitation ⁽⁴⁾	3 638	65	3	3 706	6 694
Créances d'exploitation	16 823	65	3	16 891	18 614
Instrument de trésorerie ⁽⁵⁾	1 151	1 393	257	2 801	2 807
Charges constatées d'avance ⁽⁶⁾	535	93	707	1 335	603
Avances et acomptes versés sur commandes	683	55	168	906	796
TOTAL CRÉANCES	22 252	6 496	1 951	30 699	28 695

(1) Concerne principalement les prêts accordés aux filiales.

(2) Suite à l'accord avec les pouvoirs publics, la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012 a été transférée des « Autres créances d'exploitation » à « Créances de l'actif immobilisé » pour un montant de 4 250 millions d'euros (voir note 3.1). Dans ce cadre, le produit financier de 629 millions d'euros correspondant aux coûts de portage supportés par EDF est également enregistré à ce niveau.

(3) Concerne principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée.

(4) Dont 2 034 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 997 millions d'euros de Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE). Dans le cadre de l'accord signé avec les pouvoirs publics (voir note 3.1), un montant de 4 250 millions d'euros correspondant au déficit de la CSPE au 31 décembre 2012 a été reclassé en créances de l'actif immobilisé.

(5) Correspond aux gains latents sur instruments de change.

(6) En 2012, les charges constatées d'avance intègrent des versements passés au titre des prestations futures relatives à la gestion du combustible utilisé dont la contrepartie figure au niveau des provisions liées à la production nucléaire (voir note 30).

➤ Note 24. Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011	Variation de l'exercice
VMP Actions propres	3	3	-
OPCVM en euros	3 282	2 190	1 092
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois ⁽¹⁾	392	777	(385)
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois ⁽¹⁾	1 315	2 722	(1 407)
TCN moyen et long terme	394	394	-
Obligations en euros	3 515	2 908	607
Autres valeurs mobilières de placement	53	56	(3)
Valeur brute	8 954	9 050	(96)
Provisions	(7)	(1)	(6)
VALEUR NETTE VMP	8 947	9 049	(102)

(1) Les TCN court terme en euros comprennent, au 31 décembre 2011, 578 millions d'euros d'actif dédiés sans équivalent au 31 décembre 2012.

➤ Note 25. Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2012	31/12/2011	Variation
Valeurs Mobilières de Placement	8 954	9 050	(96)
Disponibilités	3 685	3 194	491
Sous-total à l'actif du bilan	12 639	12 244	395
OPCVM en euros	(3 282)	(2 190)	(1 092)
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(1 315)	(2 722)	1 407
Obligations	(3 515)	(2 908)	(607)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus sur VMP supérieurs à 3 mois	(53)	(56)	3
TCN en euros moyen et long terme	(394)	(394)	-
VMP incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(8 562)	(8 273)	(289)
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de <i>cash pooling</i>) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	2	4	(2)
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de <i>cash pooling</i>) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan	(7 778)	(7 075)	(703)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE	(3 699)	(3 100)	(599)
Élimination de l'incidence des variations de change			(24)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			(68)
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE			(691)

➤ Note 26. Écarts de conversion actif et passif

Les écarts de conversion nets présentent une perte latente de change de 175 millions d'euros. Ils comprennent à l'actif 279 millions d'euros concernant des emprunts en livres sterling non couverts et 33 millions

d'euros sur des emprunts 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. Variations des capitaux propres

	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>							
Situation au 31/12/2010	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
Affectation du résultat 2011	-	-	46	(46)	-	-	-
Distribution de dividendes	-	-	-	(1 072)	-	-	(1 072)
Résultat 2012	-	-	-	3 566	-	-	3 566
Acompte sur dividendes	-	-	(1 053)	-	-	-	(1 053)
Autres variations	-	(13)	434	-	19	(226)	214
SITUATION AU 31/12/2012	924	10 802	2 660	3 566	190	6 323	24 465

27.1 Capital social

Au 31 décembre 2012, 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, 13,6 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,9 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % actions auto-détenues.

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.

27.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2012 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2011 de 1,15 euro par action en circulation. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action mis en paiement le 16 décembre 2011, le solde de 0,58 euro par action a été mis en paiement le 6 juin 2012 pour un montant de 1 072 millions d'euros.

Le 22 novembre 2012, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2012, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2012 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.

27.3 Variations des capitaux propres

Au 31 décembre 2012, l'augmentation des capitaux propres de 1 655 millions d'euros se décompose de la façon suivante :

- 3 566 millions d'euros de résultat ;
- (1 072) millions d'euros représentant le solde de la distribution de dividendes au titre de l'exercice 2011, suite à la décision de l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2012, correspondant à 0,58 euro par action, mis en paiement le 6 juin 2012 ;
- (1 053) millions d'euros de distribution d'acompte sur dividendes versé en numéraire au titre de l'exercice 2012, correspondant à 0,57 euro par action, mis en paiement le 17 décembre 2012 ;
- 214 millions d'euros d'autres variations dont (226) millions d'euros de provisions réglementées et 431 millions d'euros d'impact en report à nouveau suite à la modification du mode de comptabilisation des inspections majeures des centrales au 1^{er} janvier 2012.

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.

➤ Note 28. Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2012	31/12/2011
Contre-valeur des biens	99	100
Écarts de réévaluation	998	1 012
Amortissement de caducité	71	51
Concessions des Forces Hydrauliques	1 168	1 163
Contre-valeur des biens	1 368	1 327
Financement du concessionnaire non amorti	(799)	(772)
Amortissement du financement du concédant	251	237
Participations reçues sur immobilisations en-cours du domaine concédé	11	13
Concessions de Distribution Publique ⁽¹⁾	831	805
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	1 999	1 968

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

➤ Note 29. Provisions pour risques et passifs éventuels

29.1 Provisions pour risques

	31/12/2011	Dotations		Reprises			Autres	31/12/2012
		Exploitation	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières		
(en millions d'euros)								
Provisions pour pertes de change	295	-	132	-	-	(87)	-	340
Provisions pour contrats déficitaires	148	112	19	(55)	-	-	(75)	149
Autres provisions pour risques	110	29	2	(19)	(5)	-	75	192
PROVISIONS POUR RISQUES	553	141	153	(74)	(5)	(87)	-	681

29.2 Passifs éventuels

Droits Individuels à la Formation (DIF)

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un Droit Individuel à la Formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

Au 31 décembre 2012, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis s'élève à 6 326 051 heures dont 6 246 649 n'ayant pas donné lieu à demande.

Réseau d'Alimentation Générale - Rejet du pourvoi de la Commission européenne

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 avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

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.

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.

En fin d'année 2011, l'avis de mise en recouvrement a été adressé à la Société. Une réclamation avec sursis de paiement a été adressée à l'administration en 2012 visant à initier la procédure contentieuse, restée sans réponse fin 2012.

Au cours de l'année 2010, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2007 et 2008. EDF 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. L'administration a confirmé ces redressements en 2012. La Société estime probable ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ces principaux chefs de redressement.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'administration dans le cadre des contrôles concernant les exercices 2008 et 2009, relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

Enfin, au cours de l'année 2012, une nouvelle vérification de comptabilité a été engagée au titre des exercices 2009 et 2010. Une proposition de rectification relative à l'exercice 2009 a été reçue par la Société fin 2012, pour un montant non significatif. EDF conteste cette proposition.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés ou avec des inspecteurs du travail concernant notamment le calcul et la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. 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 susceptibles de concerner un nombre important 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. Le nombre de contentieux relatifs à ces litiges reste cependant réduit à ce jour.

➤ Note 30. Provisions pour aval du cycle nucléaire, 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 :

	31/12/2011	Dotations		Reprises		Autres ⁽²⁾	31/12/2012
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour gestion du combustible usé	9 143	432	640	(717)	(21)	21	9 498
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	6 722	46	486	(150)	-	9	7 113
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	15 865	478	1 126	(867)	(21)	30	16 611

(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 :

	31/12/2012		31/12/2011	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provisions pour gestion du combustible usé	15 250	9 498	14 844	9 143
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	24 562	7 113	23 801	6 722
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	39 812	16 611	38 645	15 865

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'arrêt des comptes. Leur évaluation est fondée notamment sur les contrats conclus avec AREVA.

La provision pour gestion du combustible usé intègre notamment des prestations futures dont la contrepartie figure au niveau des charges constatées d'avance ainsi que les effets favorables de la révision de certains coûts relatifs à l'entreposage intermédiaire du combustible usé.

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).

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 prenant en compte, en référence ou sous forme de variantes, une grande partie des options de conception proposées par les producteurs. Elle devrait être en mesure de proposer une évaluation des coûts de stockage au plus tôt fin 2013, après prise en compte des recommandations de l'ASN, de la Commission Nationale d'Évaluation (CNE) et du débat public. Après consultation des producteurs de déchets et de l'ASN, le ministre chargé de l'énergie devrait arrêter l'évaluation de ces coûts et la rendre publique.

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 un rapport proposant différents scénarios de gestion des déchets FAVL et les conditions de reprise du processus de recherche de site. 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 derniers cœurs se répartissent comme suit :

	31/12/2011	Dotations		Reprises		Autres	31/12/2012
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation	Provision sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques	476	24	25	(47)	(5)	49	522
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	11 366	808	592	(205)	-	17	12 578
Provisions pour derniers cœurs	2 012	80	101	-	-	-	2 193
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS	13 854	912	718	(252)	(5)	66	15 293

(1) Charges financières d'actualisation.

L'évaluation des charges aux conditions économiques de fin d'année et en valeur actualisée est la suivante :

	31/12/2012		31/12/2011	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Provisions pour déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques	707	522	662	476
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	22 174	12 578	21 108	11 366
Provisions pour derniers cœurs	3 887	2 193	3 888	2 012
TOTAL DES PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET POUR DERNIERS CŒURS	26 768	15 293	25 658	13 854

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 2012 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 (filiale 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 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 terme de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité 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 avec 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 du devis de déconstruction remis à jour en 2012. Le devis et le planning ont été revus pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires. Cette révision s'est traduite par une augmentation du niveau de la provision pour déconstruction des centrales nucléaires de 610 millions d'euros, enregistrée en charge de l'exercice 2012.

Cette nouvelle évaluation repose sur les hypothèses structurantes suivantes :

- stratégie de démantèlement dans les délais les plus courts possible (hypothèse inchangée par rapport au précédent devis) ;
- stratégie d'entreposage des déchets MAVL dans une Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est prévue en 2015 (au lieu de 2013 dans le précédent devis), dans l'attente de l'exutoire en stockage profond pour lequel l'hypothèse reste inchangée ;
- disponibilité de l'exutoire pour les déchets graphite à l'horizon 2025 (au lieu de 2019 dans le précédent devis) ;
- obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

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 à partir du 31 décembre 2012 pour le calcul des provisions est de 4,8 %, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 %, soit un taux réel proche de 2,9 % (taux d'actualisation nominal de 5,0 % et hypothèse d'inflation de 2,0 %, soit un taux réel proche de 3,0 % avant cette date).

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 déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation. L'évolution de ces critères a conduit EDF à revoir l'hypothèse d'inflation à 1,9 % au 31 décembre 2012.

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

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

30.2.3 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

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 doit par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré 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).

Afin de respecter le plafond réglementaire, le taux d'actualisation passe à 4,8 % au 31 décembre 2012.

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			
	31/12/2012	31/12/2011	2012		2011	
(en millions d'euros)			0,20 %	-0,20 %	0,25 %	-0,25 %
Aval du cycle nucléaire						
■ gestion du combustible usé	9 498	9 143	(165)	174	(200)	213
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	7 113	6 722	(361)	403	(412)	471
Déconstruction et derniers cœurs						
■ déconstruction des centrales nucléaires	12 578	11 366	(458)	479	(544)	576
■ derniers cœurs	2 193	2 012	(66)	70	(81)	87
TOTAL	31 382	29 243	(1 050)	1 126	(1 237)	1 347

➤ Note 31. Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

	31/12/2011	Augmentation		Diminution		31/12/2012
		Charges exploitation ⁽¹⁾	Charges financières	Reprises d'exploitation ⁽²⁾	Reprises financières ⁽³⁾	
<i>(en millions d'euros)</i>						
Avantages postérieurs à l'emploi	9 852	519	896	(1 050)	(345)	9 872
Avantages à long terme	742	189	35	(87)	-	879
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	10 594	708	931	(1 137)	(345)	10 751

(1) Dont 347 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 266 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles, 88 millions d'euros au titre des droits acquis et 8 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont 944 millions d'euros au titre des contributions employeurs, 29 millions d'euros au titre des gains actuariels et 164 millions d'euros concernent les reprises de droits acquis.

(3) Dont 345 millions d'euros au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision

	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>						
Solde au 31/12/2011	18 767	(7 132)	11 635	(74)	(967)	10 594
Charge nette de l'exercice 2012	1 252	(345)	907	(43)	237	1 101
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	5 244	(602)	4 642	(1)	(4 641)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(325)	(325)	-	-	(325)
Prestations versées	(939)	320	(619)	-	-	(619)
SOLDE AU 31/12/2012	24 324	(8 084)	16 240	(118)	(5 371)	10 751

Le montant de l'écart d'expérience représente un gain actuariel de 423 millions d'euros.

La variation des écarts actuariels non comptabilisés est principalement liée à la baisse du taux d'actualisation des engagements de long terme envers le personnel, qui s'établit à 3,5 % au 31 décembre 2012 (5 % au 31 décembre 2011).

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

	31/12/2012	31/12/2011
<i>(en millions d'euros)</i>		
Coût des services rendus de l'exercice	347	343
Charges d'intérêts (actualisation)	931	899
Rendement escompté des actifs de couverture	(345)	(321)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés - avantages postérieurs à l'emploi	53	59
Variation des écarts actuariels - avantages à long terme	184	76
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	1
Coût des services passés droits acquis	(77)	-
Coût des services passés droits non acquis	8	8
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 101	1 065
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽¹⁾	515	487
Résultat financier	586	578

(1) Correspond aux dotations d'exploitation (708 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (29 millions d'euros) et 164 millions d'euros au titre des droits acquis.

31.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

	31/12/2011	Augmentation		Diminution		31/12/2012
		Charges exploitation	Charges financières	Reprises d'exploitation	Reprises financières	
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi						
Retraites	8 258	310	743	(901)	(329)	8 081
Charges CNIEG	411	5	17	(18)	-	415
Avantages en nature énergie	798	74	93	(62)	-	903
Indemnités de fin de carrières	(3)	30	24	(44)	(16)	(9)
Autres avantages	388	100	19	(25)	-	482
TOTAL	9 852	519	896	(1 050)	(345)	9 872

	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>					
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2012					
Retraites	19 218	(7 668)	-	(3 469)	8 081
Charges CNIEG	428	-	-	(13)	415
Avantages en nature énergie	2 558	-	-	(1 655)	903
Indemnités de fin de carrières	582	(403)	(65)	(123)	(9)
Autres avantages	660	(13)	(54)	(111)	482
TOTAL	23 446	(8 084)	(119)	(5 371)	9 872

L'augmentation des engagements observée en 2012 est principalement liée au changement de taux d'actualisation (taux d'actualisation de 3,5 % à fin décembre 2012 contre 5 % au 31 décembre 2011).

	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>					
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2011					
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 carrières	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.

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 :

	31/12/2011	Augmentation		Diminution	31/12/2012
		Charges exploitation	Charges financières	Reprises d'exploitation	
<i>(en millions d'euros)</i>					
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	632	167	30	(72)	757
Médailles du travail	85	16	4	(10)	95
Autres	25	6	1	(5)	27
TOTAL	742	189	35	(87)	879

31.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture s'élèvent à 8 084 millions d'euros au 31 décembre 2012 (7 132 millions d'euros au 31 décembre 2011) 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 :

	31/12/2012	31/12/2011
<i>(en millions d'euros)</i>		
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	7 668	6 762
dont en % :		
Actions	29,5 %	25,7 %
Obligations et monétaires	70,5 %	74,3 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	403	357
dont en % :		
Actions	31,0 %	39,4 %
Obligations et monétaires	69,0 %	60,6 %
Actifs de couverture – autres avantages	13	13
TOTAL	8 084	7 132

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 3,5 % au 31 décembre 2012 (5 % au 31 décembre 2011);
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 16,1 ans;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif;
- l'évaluation du tarif agent au 01/01/2012 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 3,83 %;
- le taux de rendement attendu des actifs de couvertures des indemnités de fin de carrière est de 3,34 %.

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 durée comparable – OAT 2035, d'une durée de 14 ans homogène avec celle des engagements au personnel – auquel a été ajouté un spread calculé sur les obligations d'entreprises non financières de première catégorie, en tenant compte de leur durée.

L'application de cette méthode a conduit EDF à revoir le taux d'actualisation à 3,5 % pour l'exercice 2012.

➤ Note 32. Provisions pour autres charges

	31/12/2011	Dotations	Reprises		Autres	31/12/2012
			Suite à utilisation	Sans objet		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	93	82	(58)	(13)	-	104
■ aux réparations et à l'entretien ⁽¹⁾	239	-	-	-	(239)	-
■ aux autres charges ⁽²⁾	305	123	(30)	(12)	-	386
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	637	205	(88)	(25)	(239)	490

(1) EDF optant pour une comptabilisation sous forme de composant, la provision pour gros entretien a été entièrement reprise par les capitaux propres au 1^{er} janvier 2012.

(2) Cette rubrique comprend notamment, au 31 décembre 2012, 145 millions d'euros de provisions pour charges concernant des organismes sociaux (132 millions d'euros au 31 décembre 2011).

➤ Note 33. Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2012	Montant brut au 31/12/2011
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Emprunts obligataires	3 614	8 804	29 169	41 587	36 268
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédits	-	-	500	500	450
Autres emprunts	5 195	921	-	6 116	3 375
Dettes financières diverses					
– avances sur consommation	10	36	19	65	90
– autres dettes	1 213	1	-	1 214	1 178
Dettes financières (Cf. Note 34)	10 032	9 762	29 688	49 482	41 361
Avances et acomptes reçus des clients ⁽¹⁾	5 833	-	-	5 833	5 444
Dettes fournisseurs et comptes rattachés					
– factures parvenues	2 686	-	-	2 686	2 518
– factures non parvenues	5 201	7	-	5 208	5 275
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	6 626	-	-	6 626	5 575
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés					
– factures parvenues	460	-	-	460	606
– factures non parvenues	1 078	-	-	1 078	775
Autres dettes					
– clients créditeurs	55	-	-	55	51
– autres comptes créditeurs ⁽³⁾	15 892	-	-	15 892	15 706
Dettes d'exploitation d'investissements et divers	31 998	7	-	32 005	30 506
Instruments de trésorerie ⁽⁴⁾	1 025	757	588	2 370	1 889
Produits constatés d'avance ⁽⁵⁾	619	1 179	2 434	4 232	5 185
TOTAL DETTES	49 507	11 705	32 710	93 922	84 385

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels pour 5 558 millions d'euros (5 145 millions d'euros au 31 décembre 2011). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

(2) En 2012, le poste comprend un montant de 747 millions d'euros de CSPE à collecter sur l'énergie livrée non encore facturée contre 579 millions d'euros en 2011.

(3) Le solde se compose principalement des montants des conventions de placements et de trésorerie avec les filiales pour 13,6 milliards d'euros en 2012 (13,8 milliards d'euros en 2011).

(4) Correspond pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2012, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 2 183 millions d'euros (2 818 millions d'euros en 2011). La variation observée sur l'exercice inclut le remboursement par EDF de l'avance versée par ENEL pour un montant de 613 millions d'euros en décembre 2012 suite à la fin du partenariat industriel entre les deux entreprises autour de l'EPR de Flamanville. Cette avance était comptabilisée pour un montant de 513 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée en 2010 à EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium.

➤ Note 34. Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2011	Nouveaux Emprunts	Rembourse- ments	Ajustements de change	Autres	Solde au 31/12/2012
Emprunts en euros	925	204	216	-	-	913
Emprunts en devises	8 926	-	453	(203)	-	8 270
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en euros	19 332	5 000	-	-	-	24 332
Euro-Medium Term Notes (EMTN) en devises	7 085	896	-	91	-	8 072
Emprunts obligataires	36 268	6 100	669	(112)	-	41 587
Emprunts long terme en euros	450	50	-	-	-	500
Crédits court terme en devises	-	1	-	(1)	-	-
Emprunts auprès des établissements de crédit	450	51	-	(1)	-	500
Titres de créances négociables en euros ⁽¹⁾	1 489	131	-	-	-	1 620
Titres de créances négociables en devises ⁽¹⁾	1 882	2 714	-	(103)	-	4 493
Emprunts contractuels à caractère financier	4	-	1	-	-	3
Autres emprunts	3 375	2 845	1	(103)	-	6 116
Total emprunts	40 093	8 996	670	(216)	-	48 203
Avances sur consommation	90	-	-	-	(25)	65
Avances diverses	118	10	54	-	17	91
Comptes bancaires créditeurs	87	-	-	-	(53)	34
Débits bancaires différés	56	-	-	-	(7)	49
Intérêts à payer	917	-	-	-	123	1 040
Total autres dettes financières diverses	1 178	10	54	-	80	1 214
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	41 361	9 006	724	(216)	55	49 482

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

EDF a procédé en 2012 à plusieurs émissions obligataires auprès d'investisseurs institutionnels français et internationaux pour un montant de 6 100 millions d'euros.

Les émissions d'emprunts en euros d'un montant de 204 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 196 millions d'euros à taux zéro à échéance janvier 2032 ;
- 8 millions d'euros à taux fixe de 4,3 % à échéance février 2027.

Les émissions des Euro-Medium Term Notes d'un montant de 5 896 millions d'euros se décomposent ainsi :

- 1 000 millions d'euros à taux fixe de 4,125 % à échéance janvier 2027 ;
- 2 000 millions d'euros à taux fixe de 3,875 % à échéance janvier 2022 ;

- 250 millions de livres sterling soit 298 millions d'euros qualifié de couverture d'investissement net à taux fixe de 5,5 % à échéance octobre 2041 ;
- 500 millions de livres sterling soit 598 millions d'euros qualifié de couverture d'investissement net à taux fixe de 5,5 % à échéance mars 2037 ;
- 2 000 millions d'euros à taux fixe de 2,75 % à échéance mars 2023.

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 669 millions d'euros concernent des emprunts en euros, francs suisses et yens japonais arrivés à échéance.

L'augmentation nette de 2 741 millions d'euros des autres emprunts s'explique principalement par la variation nette des titres de créances négociables (TCN).

34.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	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>(en millions d'euros)</i>										
Total I - Euros		27 368		57		14 109		41 477		87
CHF	2 410	1 996	10	4	(2 410)	(1 996)	-	-	-	-
GBP	6 035	7 395	35	15	(1 550)	(1 899)	4 485	5 496	88	12
JPY	161 100	1 418	7	3	(161 100)	(1 418)	-	-	-	-
USD	13 229	10 026	48	21	(12 294)	(9 310)	935	716	12	1
Total II - Autres devises		20 835	100	43		(14 624)		6 211	100	13
TOTAL I+II		48 203		100		(515)		47 688		100

Les nominaux des instruments, présentés en engagements hors bilan, ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

34.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments	Structure de la dette au bilan après couvertures		
	Montants	% au 31/12/2012	% au 31/12/2011		Montants	Montants	% au 31/12/2012
<i>(en millions d'euros)</i>							
Emprunts Long Terme et EMTN	41 095			(7 277)	33 819		
Emprunts Court Terme	6 114			(5 617)	497		
Dettes à taux fixe	47 209	98	97	(12 894)	34 316	72	82
Emprunts Long Terme et EMTN	994			6 709	7 703		
Emprunts Court Terme	-			5 670	5 670		
Dettes à taux variable	994	2	3	12 379	13 373	28	18
TOTAL	48 203	100	100	(515)	47 688	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.

	31/12/2012		31/12/2011	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
<i>(en millions d'euros)</i>				
1-Opérations sur les taux d'intérêt				
En devises				
Achats de contrats FRA GBP	-	-	-	-
Achats de contrats FRA EUR	-	-	-	-
Swaps de taux court terme				
EUR	3 039	3 039	3 428	3 428
Swaps de taux long terme				
EUR	6 616	6 616	6 113	6 113
USD	246	246	271	271
CHF	390	390	494	494
GBP	2 285	2 285	1 246	1 246
JPY	350	350	469	469
Sous-total	12 926	12 926	12 021	12 021
2-Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	18 988	24 813	16 684	17 428
CAD	535	535	480	480
USD	10 420	5 221	3 199	2 267
GBP	14 871	14 322	13 968	14 283
CHF	20	20	-	-
HUF	471	471	397	362
PLN	975	993	479	390
JPY	-	54	-	100
MXN	577	577	371	371
Autres	89	90	6	7
Swaps de capitaux long terme				
EUR	7 003	23 958	7 417	23 374
JPY	1 418	-	1 770	-
USD	5 533	-	5 642	-
GBP	15 142	6 152	14 689	6 933
CHF	2 662	666	2 603	332
HUF	22	22	26	26
CAD	127	127	-	-
ILS	123	123	-	-
PLN	-	79	-	72
Sous-total	78 976	78 223	67 731	66 425
3- Swaps de titrisation	771	771	1 125	1 125
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	92 673	91 920	80 877	79 571

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisés aux cours de change du 31 décembre 2012 (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)

	2012	2011
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	71	66
Gains ou pertes latents	120	(71)
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA, option) ⁽¹⁾	(35)	(67)
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (swap, cap et floor, FRA)	193	100
Instrument de change réalisé (currency swap)	90	(7)

(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 2012 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	95	1 086
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	(154)	(153)
Swaps de capitaux long terme	921	757
TOTAL	862	1 690

➤ Note 36. Engagements et opérations non inscrites au bilan

Au 31 décembre 2012, 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 :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2012	31/12/2011
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	11 719	16 463	11 206	12 490	51 878	49 557
Engagements liés à l'exploitation						
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	3 035	9 209	8 972	12 048	33 264	33 938
■ Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations	4 788	4 962	501	103	10 354	9 309
■ Autres engagements liés à l'exploitation	1 302	2 244	1 565	339	5 450	3 131
Engagements liés au financement	2 594	48	168	-	2 810	3 179
Engagements hors bilan reçus	1 032	9 072	283	297	10 684	11 778
Engagements liés à l'exploitation	1 024	1 117	281	297	2 719	1 870
Engagements liés au financement	8	7 955	2	-	7 965	9 908

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 conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire,

selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Dans la quasi-totalité des cas, ces engagements sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation de livrer les quantités déterminées dans ces contrats.

Au 31 décembre 2012, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2012	31/12/2011
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité	613	3 062	3 002	7 010	13 687	17 488
Achats de combustible nucléaire	2 422	6 147	5 970	5 038	19 577	16 450
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	3 035	9 209	8 972	12 048	33 264	33 938

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, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (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 36 TWh pour l'exercice 2012 (33 TWh pour l'exercice 2011), dont 10 TWh au titre de la cogénération (12 TWh pour 2011), 14 TWh au titre de l'éolien (12 TWh pour 2011), 4 TWh au titre du photovoltaïque (2 TWh pour 2011) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2011).

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 et avenants en 2012 pour 4,8 milliards d'euros.

Achats de gaz et services associés

EDF a conclu des contrats d'achats de gaz, dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers de contrats long terme.

En 2011, EDF a signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanier de Dunkerque dont la mise en service est prévue en 2015.

36.1.1.2 Engagements sur commandes d'exploitation et d'immobilisations

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant les immobilisations, l'exploitation ou les marchés en cours.

36.1.2 Engagements liés au financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales notamment pour 1,7 milliard d'euros à EDF Trading.

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 856 millions d'euros ;
- 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 dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.3 Autres natures d'engagements

36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- Contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW pour des livraisons 2012 de 26,2 TWh.
- Dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à 100 TWh (66,4 TWh pour l'année 2013).
- EDF reste engagée à livrer les volumes résiduels d'environ 12 TWh d'ici mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dit VPP ou « Virtual Power Plant » qui ont pris fin en 2011.

En France, EDF était engagé, suite à l'obligation imposée par le Conseil de la concurrence en date du 10 décembre 2007, à 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. Ces contrats ont été intégralement résiliés par les

contreparties qui y avaient souscrit. Au 31 décembre 2012, EDF n'a donc plus d'engagement de livraison d'électricité à ce titre.

36.3.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Ils concernent principalement des engagements dans lesquels EDF est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement 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.

36.3.3 Engagements liés aux acquisitions de titres de participations et d'actifs

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.

➤ Note 37. Environnement

37.1 Droits 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 droits 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 droits attribués.

La deuxième période d'allocation porte sur la période 2008 – 2012.

En 2012, EDF a restitué 14 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2011. En 2011, EDF avait restitué 19 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2010.

Pour l'année 2012, le volume total des droits alloués à EDF et enregistrés dans le registre national s'élève à 22 millions de tonnes. Pour l'année 2011, le volume total des droits alloués à EDF et enregistrés dans le registre national s'élevait à 17 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2012, le volume des émissions s'élève à 16 millions de tonnes (14 millions de tonnes au 31 décembre 2011).

Par ailleurs, 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'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents et de bénéficier de permis d'émission de gaz à effet de serre.

Ce fonds associe EDF et l'ensemble des entités européennes. EDF Trading assure la gestion de ce fonds.

Au 31 décembre 2012, le fonds carbone n'a pas d'impact significatif sur les états financiers d'EDF.

37.2 Certificats d'économie d'énergie (CEE)

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 excèdent 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.

Le montant de l'obligation d'économies d'énergie notifié à EDF, pour la période triennale du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009, s'est élevé à 29 849 GWh cumac. Cette obligation a été respectée.

La deuxième période qui s'est ouverte le 1^{er} 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.

➤ Note 38. Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant 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)	2012	2011
Président-Directeur Général	1 593 007 ⁽¹⁾	1 560 528
Administrateurs	200 000	147 000

(1) Ce montant inclut la part variable relative à l'exercice 2011 versée en 2012.

Le décret n°2012-915 du 26 juillet 2012 plafonne à un montant brut annuel de 450 000 euros les éléments de rémunération du Président-Directeur Général. En décembre 2012, le Ministre en charge de l'économie a demandé à EDF l'application du décret à compter rétroactivement du 1^{er} octobre 2012.

➤ Note 39. Événements postérieurs à la clôture

39.1 Émission de dette à durée indéterminée

EDF a lancé le 22 janvier 2013 l'émission de plusieurs tranches de dette à durée indéterminée en euros et livres sterling :

- un milliard deux cent cinquante millions d'euros avec un coupon de 4,25 %, avec une option de remboursement à 7 ans ;
- un milliard deux cent cinquante millions d'euros avec un coupon de 5,375 %, avec une option de remboursement à 12 ans ;
- un milliard deux cent cinquante millions de livres sterling avec un coupon de 6 %, avec une option de remboursement à 13 ans.

En complément, EDF a lancé le 24 janvier 2013 l'émission de dette à durée indéterminée de trois milliards de dollars US avec un coupon de 5,25 %, avec une option de remboursement à 10 ans.

Ces instruments sont subordonnés à toute dette senior, ce qui explique leur coupon plus élevé par rapport aux obligations senior. Ils seront comptabilisés en autres fonds propres dans les comptes sociaux à compter de la réception des fonds (intervenue le 29 janvier 2013).

EDF, qui utilise cet instrument financier pour la première fois, le considère comme un outil d'optimisation de son bilan compte tenu de la durée de vie de ses actifs et du cycle d'investissement de long terme de ses projets industriels.

39.2 Affectation de la créance CSPE aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme

En application du décret du 23 février 2007, l'État a autorisé le 8 février 2013 l'affectation de la créance CSPE détenue par EDF, aux actifs dédiés à la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme.

Compte tenu de cette autorisation, de l'avis positif du Comité de Suivi des Engagements Nucléaires et de la délibération du Conseil d'Administration en date du 13 février 2013, EDF a décidé d'affecter aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012, pour un montant de 4,9 milliards d'euros. Cette affectation est concomitante avec une sortie d'actifs financiers du portefeuille (placements diversifiés obligataires et actions, voir note 19) pour un montant de 2,4 milliards d'euros, résultant en une dotation nette aux actifs dédiés de 2,5 milliards d'euros, atteignant ainsi l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

La cession de ces actifs financiers permettra une réduction de l'endettement financier net du groupe EDF à due concurrence.

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2012

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 2012, 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 pour avantages du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Estimations comptables

La Société présente dans l'annexe aux comptes annuels les informations relatives :

- aux principaux jugements et estimations de la Direction (note 1.2) ;
- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité au 31 décembre 2012, eu égard à l'accord intervenu en janvier 2013 (notes 3.1, 5 et 23) ;
- aux hypothèses retenues pour l'évaluation des provisions pour risques et passifs éventuels (notes 1.14 et 29) ;
- aux provisions pour avantages du personnel (notes 1.15 et 31).

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 calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que l'annexe aux comptes annuels restitue une information appropriée.

Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1^{er} juillet 2011, 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 13 février 2013

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.

Deloitte & Associés



Bernard Cattenoz



Jacques-François Lethu



Alain Pons



Patrick E. Suissa

E Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2012

Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux	474
Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 2012	480
Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2012	483
Consolidation des données	483
Précisions sur les données environnementales	483
Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau prélevée et restituée	483
Précisions sur les émissions dans l'air	483
Précisions sur les déchets conventionnels	483
Précisions sur les déchets nucléaires	483
Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables	484
Précisions sur les dépenses environnementales	484
Précisions sur les données sociales	484
Pour EDF	484
Pour EDF et ERDF	485
Pour les données Groupe	485

Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux

Indicateurs économiques

	Unité	Périmètre ⁽³⁾						
		2012	2011	2010 ⁽¹⁾	2012	2011	2010	Réf. GRI ⁽²⁾
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	M€	20 979	19 843	19 684	2	2	2	
Provisions pour fin de cycle du combustible nucléaire	M€	19 525	18 830	18 020	2	2	2	
Montant des indemnités versées ou à verser suite à une décision judiciaire en matière d'environnement	k€	6,9	0	8	1	1	1	

(1) Données excluant EnBW, à l'exception des indicateurs économiques.

(2) GRI : Global Reporting Initiative.

(3) Périmètre 1 : EDF.

Périmètre 2 : Groupe EDF.

Indicateurs environnementaux

	Unité	Périmètre ⁽⁵⁾						Réf. GRI ⁽²⁾
		2012	2011	2010 ⁽¹⁾	2012	2011	2010	
Combustibles & Matières premières – Consommation de combustibles								
Combustible nucléaire chargé en réacteur	t	1 096	1 205	1 138	1	1	1	EN 1
Charbon*	Kt	24 277	21 024	20 211	2	2	2	EN 1
Fioul lourd	Kt	1 098	1 170	1 625	2	2	2	EN 1
Fioul domestique	Kt	317	402	448	2	2	2	EN 1
Gaz naturel	10 ⁶ m ³	9 290	6 859	8 072	2	2	2	EN 1
Gaz industriel	10 ⁶ m ³	842	3 555	3 707	2	2	2	EN 1
Eau – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise								
Eau de refroidissement prélevée*	10 ⁹ m ³	54,8	55,2	53,9	2	2	2	EN 8
dont la part eau douce*	10 ⁹ m ³	28,0	26,8	n.c.	2	2	n.c.	EN 8
Eau de refroidissement restituée*	10 ⁹ m ³	54,2	54,6	53,3	2	2	2	EN 21
dont la part eau douce*	10 ⁹ m ³	27,5	26,3	n.c.	2	2	n.c.	EN 21
Air – émissions de gaz								
Émissions totales de CO ₂ (inclut les installations non soumises à quotas)**	Mt	79,8	70,5	75,7	2	2	2	EN 16
Émissions de SO ₂ *	Kt	137,8	140,6	187,9	2	2	2	EN 20
Émissions de NOx	Kt	182,2	157,0	167,6	2	2	2	EN 20
Poussières	t	6 968	5 407	7 929	2	2	2	EN 20
Émissions de CH ₄	kt éq. CO ₂	40,5	32,2	41,6	2	2	2	EN 16
Émissions de N ₂ O	kt éq. CO ₂	329,8	254,7	287,9	2	2	2	EN 16
Émissions de SF ₆ – EDF*	kt éq. CO ₂	83,8	94,3	98,3	1	1	1	EN 16
Émissions de SF ₆ – EDF + ERDF*	kt éq. CO ₂	93,3	102,8	n.c.	1b	1b	n.c.	EN 16
Émissions de SF ₆ – Groupe*	kt éq. CO ₂	109,8	n.c.	n.c.	2	n.c.	n.c.	EN 16
Déchets conventionnels								
Déchets dangereux ^{(3)*}	t	64 598	60 956	40 679	2	2	1	EN 22
Déchets non dangereux ^{(3)*}	t	321 789	302 251	198 422	2	2	1	EN 22
Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation ^{(3)*}	t	253 412	251 908	190 353	2	2	1	EN 22
Cendres produites	Kt	3 816	3 617	3 581	2	2	2	EN 22
Énergie								
Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)*	GWh	15 583	11 032	10 385	2	2	2	EN 6
Consommation directe d'énergie, répartie par source primaire								
Consommations internes, électricité de pompage	TWh	6,7	6,9	6,6	1	1	1	EN 3
Consommations internes, électricité	TWh	22,4	22,8	22,6	1	1	1	EN 3
Management								
Dépenses de protection de l'environnement	M€	3 465	2 800	2 579	1	1	1	EN 30
dont dotations aux provisions	M€	2 465	1 765	1 712	1	1	1	EN 30
Management de l'environnement (% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001)	%	98 ⁽⁴⁾	79	n.c.	2	2		n.c.

* Données 2012 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance modérée par les Commissaires aux comptes.

** Données 2012 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux comptes.

n.c. : non communiqué.

(1) Données excluant EnBW, à l'exception des indicateurs économiques.

(2) GRI : Global Reporting Initiative.

(3) Extension au périmètre Groupe en 2011.

(4) Incluant les sociétés non intégrées dans le certificat Groupe.

(5) Périmètre 1 : EDF. Périmètre 1b : EDF + ERDF. Périmètre 2 : groupe EDF.

Indicateurs nucléaires – EDF

	Unité	2012	2011	2010	Réf. GRI
Rejet d'activité dans l'eau ⁽¹⁾					
Tritium	TBq/réac	20,47	18,07	19,1	EN 21
Carbone 14	GBq/réac	13,19	13,06	12,6	EN 21
Rejets d'activité dans l'air ⁽¹⁾					
Carbone 14	TBq/réac	0,176	0,174	0,170	EN 20
Tritium	TBq/réac	0,64	0,65	0,55	EN 20
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte*	m ³ /TWh	20,7	15,6	12,4	EN 24
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue*	m ³ /TWh	0,88	0,87	0,88	EN 24
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 075	1 199	1 140	EN 24

(1) Les rejets d'activité dans l'eau et dans l'air sont reportés sur l'année précédente (N - 1) donc non communiqués (n.c.) pour l'exercice 2012, mais pour l'exercice 2011.

Indicateurs nucléaires – EDF Energy

	Unité	2012	2011	2010	Réf. GRI
Rejet d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR (<i>Advanced Gas-cooled Reactor</i>)	TBq/réac	135,7	124,5	107,8	EN 21
Tritium – réacteur PWR (<i>Pressurised Water Reactor</i>)	TBq/réac	44	46	25	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14 – réacteur AGR	TBq/réac	0,7	0,68	0,61	EN 20
Carbone 14 – réacteur PWR	TBq/réac	0,3	0,3	0,13	EN 20
Tritium – réacteur AGR	TBq/réac	0,68	0,8	0,92	EN 20
Tritium – réacteur PWR	TBq/réac	0,8	0,7	0,74	EN 20
Déchets nucléaires					
Uranium évacué*	t	216	210,7	131	EN 24
Déchets radioactifs à faible activité évacués*	m ³	698	608	498	EN 24
Déchets radioactifs à moyenne activité générés*	m ³	161	161	162	EN 24

Indicateurs nucléaires – Constellation Energy Nuclear Group

	Unité	2012	2011	2010	Réf. GRI
Rejet d'activité dans l'eau					
Tritium	TBq/réac	12,91	12	11,11	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14	TBq/réac	0,33	0,34	0,69	EN 20
Tritium	TBq/réac	1,38	1,40	1,41	EN 20
Combustibles ⁽¹⁾					
Combustible nucléaire livré*	t	46	48	34	EN 24
Déchets nucléaires ⁽¹⁾					
Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués*	m ³	2 419	1 287	735	EN 24

* Données 2012 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance modérée par les Commissaires aux comptes.

(1) Données consolidées du pourcentage de participation de la filiale.

Indicateurs sociaux

Groupe EDF	Unité	2012 ⁽³⁾	2011 ⁽⁴⁾	2010 ⁽⁴⁾	Périmètre 2012-2010	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2012 et répartition⁽¹⁾						
EDF + ERDF	Nombre	107 333	103 954	96 571		LA 1
TOTAL groupe EDF **	Nombre	159 740	156 168	158 842		LA 1
Répartition des salariés par âge						
Salariés de moins de 25 ans **	%	8%				
Salariés de 25 à 35 ans **	%	23%				
Salariés de 36 à 45 ans **	%	25%				
Salariés de 46 à 55 ans **	%	34%				
Salariés de 56 ans et plus **	%	10%				
Répartition des salariés par zone géographique (selon siège social)						
France	Nombre	129 328				
dont DALKIA	Nombre	15 964				
Grande-Bretagne	Nombre	16 178				
Italie	Nombre	5 210				
Autres pays européens	Nombre	7 503				
Autres International	Nombre	1 521				
Nombre de cadres *	Nombre	40 355	37 786	39 231		LA 1
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres *	%	25,0%	23,9%	22,7%		LA 13
Nombre de non-cadres *	Nombre	119 385	118 382	119 611		LA 13
Égalité professionnelle						
Effectif hommes **	Nombre	118 512	117 023	121 009		LA 13
Effectif femmes **	Nombre	41 228	39 145	37 833		LA 13
Hommes cadres *	Nombre	30 286	28 753	30 306		LA 13
Femmes cadres *	Nombre	10 069	9 033	8 925		LA 13
Embauches / départs						
Embauches *	Nombre	12 577	12 755	13 790		LA 2
Autres arrivées ⁽¹⁾ *	Nombre	7 499	5 849	3 105		LA 2
Départs retraite/inactivité *	Nombre	4 185	4 200	4 708		LA 2
Démissions ⁽²⁾ *	Nombre	2 355	2 761	2 929		LA 2
Licenciements, révocations, mises en inactivité d'office *	Nombre	1 739	1 689	1 924		LA 2
Autres départs ⁽¹⁾ *	Nombre	9 304	9 398	10 457		LA 2
Rémunérations						
Rémunérations brutes totales	Millions d'euros	Cf. RG note 10.1				
Salariés à temps partiel *	Nombre	14 690	15 296	17 719		LA 1
Absentéisme						
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	Nombre	9,0				
Conditions d'hygiène et de sécurité						
Accidents mortels*	Nombre	14	13	15		LA 7
Taux de fréquence *		3,8	3,9	4,5		LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)*	Nombre	921	933	1 145		LA 7
Taux de gravité		0,16				

(1) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en : « Autres arrivées » et « Autres départs ».

(2) Les fins des contrats particuliers (dont les alternants) sont comptés dans « Autres départs » quelle que soit la suite donnée. Les départs en cours de période d'essai sont comptés en « Autres départs ».

(3) Hors RTE en Nouvelle définition – effectifs intégrant les contrats particuliers relevant des diverses mesures d'ordre social, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes (AMADOE).

(4) Y compris RTE.

* Données 2012 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance modérée par les Commissaires aux comptes.

** Données 2012 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux comptes.

E | Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux et éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2012

Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux

	Unité	2012 ⁽⁴⁾	2011 ⁽⁵⁾	2010 ⁽⁵⁾	Périmètre 2012-2010	Réf. GRI
Relations professionnelles						
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives ⁽¹⁾	%	88%	87%	94%		LA 4
Formation						
Nombre total d'heures de formation	Nombre	7 631 618				
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation ^{(2)*}	Nombre	131 311	118 930	127 332		LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap						
Nombre d'employés en situation de handicap ⁽³⁾	Nombre	4 519	4 601	3 078		LA 13

(1) Hors Dalkia International en 2010.

(2) En 2010 et 2011 hors ESTAG.

(3) Cette donnée est déclarative chez EDF Energy.

En 2012 comme en 2010 et 2011, CENG ne communique pas cette information pour des raisons de confidentialité.

En 2011 et 2010, la valeur collectée par Edison ne prend pas en compte leur filiale Abu Qir intégrée en cours d'année 2009.

(4) Hors RTE en Nouvelle définition – effectifs intégrant les contrats particuliers relevant des diverses mesures d'ordre social, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes (AMADOE).

(5) Y compris RTE.

EDF	Unité	2012	2011	Réf. GRI
Effectif au 31/12/2012 & répartition				
Statutaires (au 31/12)	Nombre	64 838	63 002	LA 1
Non statutaires CDI	Nombre	433	409	LA 1
Non statutaires CDD	Nombre	3 851	3 773	LA 1
Total non statutaires	Nombre	4 284	4 182	LA 1
Effectif total **	Nombre	69 122	67 184	LA 1
Nombre de cadres *	Nombre	28 230	26 644	LA 1
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres *	%	26,0%	25,1%	LA 13
Nombre de non-cadres *	Nombre	40 892	40 540	LA 13
Techniciens et agents de maîtrise	Nombre	33 084	32 871	LA 13
Agents d'exécution	Nombre	7 808	7 669	LA 13
Égalité professionnelle				
Effectif hommes **	Nombre	47 852	46 938	LA 13
Effectif femmes **	Nombre	21 270	20 246	LA 13
Hommes cadres *	Nombre	20 884	19 944	LA 13
Femmes cadres *	Nombre	7 346	6 700	LA 13
Embauches / départs				
Embauches *	Nombre	4 452	4 021	LA 2
Intégration & réintégration *	Nombre	261	251	LA 2
Autres arrivées ⁽⁶⁾ *	Nombre	3 194	2 818	LA 2
Départs retraite/inactivité *	Nombre	2 061	1 990	LA 2
Démissions *	Nombre	114	123	LA 2
Licenciements, révocations, mises en inactivité d'office *	Nombre	6	14	LA 2
Décès *	Nombre	82	89	LA 2
Autres départs ⁽⁶⁾ *	Nombre	3 709	3 285	LA 2
Heures supplémentaires				
Volume d'heures supplémentaires	En milliers	2 831	2 791	

(6) Les arrivées et départs des CDD saisonniers sont exclus du décompte.

* Données 2012 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance modérée par les Commissaires aux comptes.

** Données 2012 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux comptes.

EDF	Unité	2012	2011	Réf. GRI
Main-d'œuvre extérieure				
Nombre moyen mensuel d'intérimaires ⁽¹⁾	Nombre	1 837	1 187	LA 1
Organisation du temps de travail				
Salariés à temps plein	Nombre	60 612	58 157	LA 1
Salariés à temps partiel *	Nombre	8 510	9 027	LA 1
Salariés en service continu	Nombre	6 882	6 808	LA 1
Absentéisme				
Absentéisme *	%	3,8%	3,9%	LA 7
Heures maternité & congés familiaux / durée effective du travail	%	0,7%	0,7%	LA 7
Conditions d'hygiène et de sécurité				
Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année à la Sécurité Sociale		13	11	
Accidents mortels	Nombre	6	8	LA 7
Taux de fréquence *		3,4	3,7	LA 7
Taux de gravité *		0,15	0,14	LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	333	358	LA 7
Rémunérations – charges de personnel – intéressement				
Rémunérations mensuelles principales				
Cadres	Euros	4 308	4 248	EC 1
Techniciens et agents de maîtrise	Euros	2 612	2 581	EC 1
Agents d'exécution	Euros	1 877	1 874	EC 1
Charges de personnel	Millions d'euros	6 113	5 784	EC 1
Montant moyen de l'intéressement par salarié	Euros	1 820	1 583	EC 1
Relations professionnelles				
Nombre d'accords collectifs signés (France)	Nombre	8	11	HR 5
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives ⁽²⁾	%	94%	94%	LA 4
Formation				
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation *	Nombre	58 899	55 905	LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap				
Nombre d'employés en situation de handicap *	Nombre	1 842	1 698	LA 13
Nombre de travailleurs en situation de handicap embauchés	Nombre	124	94	LA 13
Œuvres sociales				
Budget des comités (montant comptabilisé au titre du 1 %)	Millions d'euros	196	198	

(1) Le chiffre 2012 n'est pas disponible à la date de reporting.

(2) Les employés d'EDF SA ne dépendent pas d'une convention collective au sens de la loi mais du statut des Industries Électriques et Gazières.

* Données 2012 ayant fait l'objet d'une vérification en assurance modérée par les Commissaires aux comptes.

Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 2012 publiées dans le Document de référence 2012, le cahier des indicateurs de développement durable 2012 et le rapport d'activité et de développement durable 2012 du Groupe

Exercice clos le 31 décembre 2012

À l'attention de la Direction Générale

À la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux comptes de la société EDF SA, (« la Société »), nous vous présentons notre rapport d'assurances modérée et raisonnable sur une sélection d'informations sociales et environnementales identifiées respectivement par les signes (*) et (***) dans les tableaux de la section « Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux » publiés dans le Document de référence 2012, le cahier des indicateurs de développement durable 2012 et le rapport d'activité et de développement durable 2012.

Responsabilité de la Société

Cette sélection d'indicateurs (« les Données ») a été préparée sous la responsabilité de la Direction du Développement Durable en lien avec la Direction des Ressources Humaines Groupe, conformément au protocole

interne de mesure et de reporting (ci-après « le Référentiel »), disponible au siège de la Société auprès de la Direction du Développement Durable et du Controlling RH et dont un résumé figure dans le paragraphe « Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2012 » du Document de référence 2012, du cahier des indicateurs de développement durable 2012 et du rapport d'activité et de développement durable 2012.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer la conformité avec les règles déontologiques, les normes d'exercice professionnel et les textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité des Commissaires aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- d'exprimer une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les données sélectionnées par le Groupe, telles que mentionnées dans le tableau ci-dessous et identifiées par le signe (**), sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Périmètre Indicateurs sociaux

Groupe EDF Effectif total fin de période réparti par sexe et par âge

Périmètre Indicateurs environnementaux

Groupe EDF Émissions de CO₂ (pour la production d'électricité et de chaleur)

- d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les données sélectionnées par le Groupe, telles que mentionnées dans le tableau ci-dessous et identifiées par le signe (*), sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Périmètre	Indicateurs sociaux	
Groupe EDF	Nombre de cadres et de non-cadres	
	Pourcentage de femmes dans le collège de cadres	
	Embauches externes	
	Arrivées autres	
	Départs retraite/inactivité	
	Démissions	
	Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	
	Autres départs	
	Nombre d'employés à temps partiel	
	Accidents mortels (employés)	
	Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	
	Taux de fréquence	
	Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	
	EDF SA	Absentéisme
		Nombre d'employés en situation de handicap
Taux de gravité		

Périmètre	Indicateurs environnementaux
Groupe EDF	Quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)
	Émissions de SO ₂ (pour la production d'électricité et de chaleur)
	Eau de refroidissement prélevée, dont eau douce
	Eau de refroidissement restituée, dont eau douce
	Consommation de charbon
	Déchets dangereux
	Déchets non dangereux
	Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation
	Émissions de SF ₆
	EDF SA
Déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue	
Déchets radioactifs de très faible activité issus de la déconstruction	
EDF Energy	Uranium évacué
	Déchets radioactifs à faible activité évacués
	Déchets radioactifs à moyenne activité générés
Constellation Energy Nuclear Group (CENG)	Combustible nucléaire livré
	Déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité évacués

Nature et étendue des travaux

Nous avons effectué nos travaux conformément à la norme ISAE 3000 (*International Standard on Assurance Engagements*) et à la doctrine professionnelle applicable en France.

Nous avons mis en œuvre les diligences suivantes conduisant à obtenir :

- une assurance raisonnable sur le fait que les données sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe (**) ne présentent pas d'anomalies significatives de nature à remettre en cause leur conformité, dans tous leurs aspects significatifs, au Référentiel ;

- une assurance modérée sur le fait que les Données sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe (*) ne comportent pas d'anomalies significatives de nature à remettre en cause leur conformité, dans tous leurs aspects significatifs, au Référentiel. Une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Nous avons fait appel à nos experts en responsabilité sociétale pour nous assister dans la mise en œuvre des diligences suivantes :

- Nous avons effectué les travaux suivants :
 - appréciation du caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa neutralité, sa clarté et sa fiabilité, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;

- prise de connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des Données sélectionnées ;
 - vérification de l'existence, au sein du Groupe, d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à garantir l'exhaustivité et la cohérence des Données sélectionnées ;
 - conduite d'entretiens auprès des personnes responsables du reporting social et environnemental et mise en œuvre de tests de détail sur la base de sondages sur l'application du Référentiel au niveau de certaines entités¹ (« Les Entités ») ;
 - réalisation de tests de cohérence sur la consolidation de ces Données.
- Les Entités ainsi sélectionnées représentent en ce qui concerne :
- l'assurance raisonnable : 63 % pour l'indicateur « Effectif total fin de période réparti par sexe et par âge » et 50 % pour l'indicateur « Émissions de CO₂ (pour la production d'électricité et de chaleur) » ;
 - l'assurance modérée : en moyenne 53 % des indicateurs relatifs aux Données sociales et 42 % des indicateurs relatifs aux Données environnementales testées.

Conclusions

Assurance raisonnable

À notre avis, les Données examinées identifiées par le signe (**) et figurant dans les tableaux de la section « Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux » du Document de référence 2012, du cahier des indicateurs de développement durable 2012 et du rapport d'activité et de développement durable 2012 du groupe EDF ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel mentionné.

Assurance modérée

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause la conformité au Référentiel mentionné, dans tous leurs aspects significatifs, des Données examinées identifiées par le signe (*) et présentées dans les tableaux de la section « Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux » du Document de référence 2012, du cahier des indicateurs de développement durable 2012 et du rapport d'activité et de développement durable 2012 du groupe EDF.

Paris - la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 13 février 2013

KPMG Audit

Département de KPMG S.A

Jacques-François Lethu

Associé

Jean-Louis Caulier

Associé

Deloitte & Associés

Alain Pons

Associé

Patrick E. Suissa

Associé

1. CENG : Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Calvert Cliffs (USA) et siège de CENG (USA).

EDF Énergies Nouvelles : bureau technique d'EDF EN (France).

EDF Energy : Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Dungeness B (R.-U.), Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Hunterston B (R.-U.), centrale thermique de Westburton (R.-U.), centre RH de Crawley (R.-U.) et siège d'EDF Energy.

EDF Polska : centrale thermique de Rybnik (Pologne) et siège d'EDF Polska (Pologne).

EDF SA : centrale thermique de Cordemais (France), centrale thermique de Bouchain (France), centrale thermique du Havre (France), centrale thermique de Blénod (France), Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Gravelines (FranceR), Centre Nucléaire de Production d'Électricité de Flamanville 1 et 2 (France), centrale en déconstruction de Brennilis (France), agence RH de Nantes (France), agence RH de Toulouse (France), agence RH de Rouen (France).

Edison : centrale thermique de Marghera Levante (Italie), centrale thermique de Torviscosa (Italie) et siège d'Edison (Italie).

ERDF : DR Nord - Pas-de-Calais (France), DR Sillon rhodanien (France), DR Pyrénées-Landes (France), agence MOE RH Sud-Ouest (France), agence MOE RH Est (France), Agence MOE RH Manche - mer du Nord (France).

Figlec : centrale thermique de Figlec (Chine).

Tiru : incinérateur de Saint-Ouen (France).

UTE Norte Fluminense : centrale thermique d'UTE Norte Fluminense (Brésil).

Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2012

Consolidation des données

La collecte des données sociales et environnementales quantitatives de ce rapport a été réalisée à travers les progiciels de consolidation des données du groupe EDF.

Les données sociales et environnementales sont consolidées sur la base des règles de consolidation comptables et de critères de pertinence en termes de ressources humaines et d'impact environnemental.

Les sociétés intégrées globalement comptablement sont consolidées globalement en termes d'indicateurs sociaux et environnementaux.

Les sociétés intégrées proportionnellement comptablement sont consolidées proportionnellement en termes d'indicateurs sociaux et environnementaux.

Les sociétés mises en équivalence comptablement ne sont pas prises en compte en termes d'indicateurs sociaux et environnementaux.

En plus de ces critères, le périmètre de consolidation du Groupe pour les données sociales n'a retenu que les sociétés dont l'effectif physique est significatif en termes de ressources humaines (supérieur à 50) et acquises depuis plus de six mois.

Concernant les données environnementales, les critères retenus ont été déterminés sur la base des activités industrielles (production, distribution et transport) significatives en termes d'impact environnemental des filiales. De plus, il est à noter que seules les entités ayant intégré le périmètre de consolidation depuis plus d'un an, ainsi que les entités encore présentes dans le périmètre de consolidation au 31 décembre 2012, ont été retenues. RTE ayant été déconsolidé avant la date de clôture, ses données ont été exclues sur toute l'année 2011 et sur 2012.

Le mode de consolidation de trois filiales internationales a évolué, passant d'une intégration partielle à une intégration globale sur l'ensemble de l'année 2012 (Zielona Gora, Kogeneracja et Edison).

Pour les données Ressources humaines, deux nouvelles filiales de plus de 50 salariés ont été intégrées en 2012 dans le périmètre de *reporting* du groupe EDF (EDF Optima Solutions et EDF Paliwa).

Pour les données environnementales, le périmètre de *reporting* est étendu aux filiales polonaises et espagnoles de Fenice.

Précisions sur les données environnementales

L'élaboration des données environnementales de ce document de référence s'appuie sur des fiches descriptives et méthodologiques. Il s'agit du référentiel de *reporting* du Groupe en vigueur en 2012. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont liés au processus de production d'électricité et de chaleur.

Les données comptables relatives aux provisions pour déconstruction et dernier cœur, ainsi que celles pour fin de cycle du combustible nucléaire, sont des données consolidées Groupe issues de la comptabilité du Groupe.

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau prélevée et restituée

Les indicateurs relatifs à l'eau de refroidissement comprennent l'eau prélevée et restituée en rivière, en mer et en nappes phréatiques et peuvent comprendre également l'eau prélevée dans les réseaux de distribution et restituée dans les réseaux d'eaux usées. Pour les CNPE situés en bord de

mer et pour les centrales thermiques, les quantités d'eau de refroidissement prélevées et restituées sont calculées sur la base des temps de fonctionnement et des débits nominaux des pompes. Depuis 2010, des indicateurs relatifs à la « part eau douce » (incluant les eaux saumâtres le cas échéant) ont été rajoutés.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions de CO₂ et de SO₂ des centrales d'EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards.

Les émissions de CO₂ et de SO₂ des centrales thermiques d'EDF couvrent toutes les phases de production d'électricité, y compris les phases de démarrage et d'arrêt de tranches.

La donnée d'émissions de SF₆ d'EDF est calculée sur la base d'un bilan de masse des bouteilles de SF₆ ou d'un taux de fuite nominal annuel égal à 2 % du volume de SF₆ contenu dans les appareils.

En 2011 a eu lieu la première publication de l'indicateur SF₆ au périmètre « EDF SA + ERDF ».

En 2012 a eu lieu la première publication de l'indicateur SF₆ au périmètre du Groupe.

Précisions sur les déchets conventionnels

Les données relatives aux déchets conventionnels ont été obtenues sur la base des informations disponibles à la date de clôture concernant les quantités évacuées et les filières d'élimination. Les données reportées n'intègrent pas :

- les déchets industriels conventionnels de Dalkia International et Investissement ;
- la part des quantités de déchets industriels conventionnels valorisés au sein de certaines filiales telles que les filiales polonaises et certaines de la région Asie-Pacifique.

Les déchets des chantiers de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent *reporting* lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF. Ne sont en revanche pas pris en compte les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires. En cas de construction par exemple, les déchets de chantiers sont de façon générale sous la responsabilité du constructeur (emballages de transport, chutes de produits, pots de peintures...).

Concernant ERDF, le *reporting* 2012 des déchets est réalisé sur une année glissante. Les poteaux en bois sont désormais inclus au *reporting*. Les poteaux en béton sont exclus car l'organisation actuelle du *reporting* ne permet pas un suivi adéquat.

Depuis 2011, le périmètre de publication des déchets dangereux, des déchets non dangereux et des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation est étendu au groupe EDF et non plus à « EDF + ERDF ».

Précisions sur les déchets nucléaires

Concernant EDF

L'indicateur relatif aux « déchets radioactifs de très faible activité (« TFA ») issus de la déconstruction » comprend :

- le tonnage réel des déchets expédiés directement au Centre de stockage TFA (« CSTFA ») ;

- le tonnage des déchets envoyés à l'unité de fusion de Centraco pondéré par un ratio estimé, calculé annuellement sur la base de retour d'expérience de Socodei sur trois ans, pour obtenir la part de déchets TFA expédiés en dernier lieu au CSTFA.

En 2011, comme en 2012, l'ensemble des déchets TFA issus de la déconstruction a été expédié directement au CSTFA.

L'indicateur « déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité à vie courte produits par les réacteurs en exploitation » ne tient pas compte des déchets de maintenance exceptionnelle (couvercles de cuve, générateurs de vapeur). Le volume de déchets calculé correspond au volume de déchets stockés sur le centre de l'Aube (après compactage des fûts, incinération et fusion). Le volume de déchets engendré par un reconditionnement de déchets produits et conditionnés au cours d'exercices antérieurs n'est pas comptabilisé.

L'indicateur « déchets radioactifs solides de haute et moyenne activité à vie longue » intègre une incertitude liée au ratio de conditionnement (nombre de colis réalisés effectivement suite au traitement d'une tonne de combustible) qui ne peut être constaté qu'a posteriori, ce ratio dépendant essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations. L'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets à vie longue et qui projette sur l'avenir proche le ratio de conditionnement actuel.

Concernant EDF Energy

Les données relatives à l'indicateur « déchets radioactifs de moyenne activité » d'*Existing Nuclear*, branche nucléaire d'EDF Energy, sont basées sur l'inventaire des déchets radioactifs du Royaume-Uni produit par la *Nuclear Decommissioning Authority*. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à moyenne activité à la fin de vie des sites de production nucléaire. Ces estimations incluent les conditionnements qui seront estimés nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites. L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire dans l'attente d'une décision nationale sur leur traitement final.

Les « déchets radioactifs de faible activité » incluent les dessicants, qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de moyenne activité conformément à la réglementation en vigueur.

Concernant Constellation Energy Nuclear Group

L'indicateur « déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité » de Constellation Energy Nuclear Group (« CENG »), regroupe les déchets radioactifs autres que hautement radioactifs. Selon la *Nuclear Regulatory Commission* (« NRC »), il est distingué aux États-Unis trois types de déchets classés en déchets radioactifs solides de faible et moyenne activité, respectivement les déchets de types A, B ou C, en fonction de l'activité (A étant la classe de déchets à activité estimée la plus faible). Les données reportées par CENG sont les volumes de déchets conditionnés évacués des sites déclarés à la *Nuclear Regulatory Commission* (volumes de déchets générés par le site Ginna en 2010).

La donnée « combustible nucléaire livré » reportée par Constellation Energy Nuclear Group représente la quantité de combustible livrée sur les sites de production. Ces quantités, estimées en grammes d'uranium, sont communiquées par les fournisseurs et déclarées à la *Nuclear Regulatory Commission*.

Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables

Les données de production d'électricité et de chaleur à partir d'énergies renouvelables de Dalkia International sont intégrées au chiffre consolidé depuis 2012. Les parts d'électricité et de chaleur produites à partir d'énergies renouvelables sont estimées au prorata des quantités d'électricité et de chaleur produites.

Précisions sur les dépenses environnementales

Les dépenses de protection de l'environnement sont des dépenses déclarées par les différentes entités d'EDF.

La définition retenue des dépenses de protection de l'environnement est issue de la recommandation du Conseil national de la comptabilité du 21 octobre 2003 (elle-même issue de la recommandation européenne du 30 mai 2001). Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que l'entreprise a occasionnés ou pourrait occasionner par ses activités, à l'environnement.

Ces coûts sont liés, entre autres :

- à l'élimination des déchets et aux efforts entrepris pour en limiter la quantité ;
- à la lutte contre la pollution des sols ; des eaux de surface et des eaux souterraines ;
- à la préservation de la qualité de l'air et du climat ;
- à la réduction des émissions sonores ;
- à la protection de la biodiversité et du paysage ;
- à la déconstruction de centrales.

L'évaluation estimée porte sur des coûts hors taxes répartis sur trois postes principaux :

- les dépenses d'exploitation (y compris les études relevant de dépenses d'exploitation), hors les dépenses ayant précédemment fait l'objet d'une provision ;
- les dépenses d'investissement (y compris les études afférentes) ;
- les dotations aux provisions, y compris les charges d'actualisation.

Précisions sur les données sociales

L'élaboration des données sociales de ce document de référence s'appuie sur un glossaire de définitions réactualisées en 2012.

En 2012, de nouveaux indicateurs ont été publiés, conformément à l'article R. 225-102-1 du Code de commerce (loi « Grenelle II »). Ces nouvelles données sont :

- la répartition des effectifs Groupe par tranche d'âge et par zone géographique du siège de la filiale ;
- la rémunération brute totale pour le Groupe ;
- la part des salariés éligibles à une rémunération variable ;
- le taux de gravité (nombre de jours d'arrêt suite à accidents du travail × 1000 / nombre d'heures travaillées) ;
- le nombre moyen de jours d'absence (maladie + accident du travail) par salarié ;
- le nombre de maladies professionnelles déclarées à la Sécurité sociale pour EDF ;
- le nombre d'heures de formation.

Depuis 2011, la population considérée dans la collecte est l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec une des sociétés du Groupe.

Pour EDF

Depuis 2007, dans le calcul de l'absentéisme, seules les absences correspondant aux motifs suivants ont été prises en compte : les absences pour maladie, les absences pour accident du travail et de trajet ainsi que les absences diverses telles que les absences non rémunérées et les absences

injustifiées notamment. Les absences relatives aux activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles ne sont pas prises en compte. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées.

Pour EDF et ERDF

L'effectif comprend des salariés qui sont co-employés par EDF et GDF Suez. Ainsi un employé travaillant à 50 % pour EDF est compté pour 0,5 dans l'effectif publié.

Les données relatives au nombre d'accidents survenus au cours de l'année et au nombre de jours d'arrêt pour accident du travail d'EDF sont extraites de l'outil SI RH (Sprint) ou par défaut du SI Sécurité (Ariane Web). En cas d'écart constaté entre le nombre d'accidents ou le nombre de jours d'arrêt de travail comptabilisé sous Sprint et sous Ariane Web, la règle retenue par le Groupe est de prendre en compte la donnée la plus pénalisante entre les deux systèmes.

Le déploiement du nouvel outil de gestion de la formation au niveau d'EDF et d'ERDF entraîne des difficultés dans la restitution des informations quantitatives relatives à la formation.

Pour les données Groupe

Les variations de périmètre d'entités consolidées ne sont pas complètement prises en compte dans les entrées et sorties de filiales du Groupe, ce qui est le principal motif d'écart entre l'effectif 2012 reporté et l'effectif recalculé à partir de l'effectif 2011 et des entrées et sorties.

Les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières sont considérés comme des transferts et non pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements, conformément à une convention sectorielle (statut des IEG).

Les mouvements intra-groupe sont comptabilisés dans « Autres arrivées » et « Autres départs ».

Le taux de fréquence n'intègre pas les accidents de trajet domicile-lieu de travail. Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail. Le nombre d'accidents mortels prend en compte les accidents de travail et les accidents de trajet des employés. Il n'intègre pas les accidents mortels de sous-traitants.

Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du *reporting* ne sont pas prises en compte.

Les données de formation des contrats de professionnalisation ne sont pas systématiquement prises en compte.

Dans les pays où la réglementation n'impose pas de déclaration obligatoire du nombre d'employés en situation de handicap, la donnée reportée est communiquée sur la base des déclarations volontaires des salariés.

F Table de concordance - Rapport financier annuel

Le présent document de référence inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2012 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
Éléments 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)
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF	Chapitre 15 (rémunérations)
	Section 21.1.3 (programme de rachat d'actions)
	Annexe D
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe d'EDF	Section 20.2

G **Projet de résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 30 mai 2013**

Ordre du jour de l'Assemblée générale mixte du 30 mai 2013

À titre ordinaire

- Approbation des rapports et des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2012.
- Approbation des rapports et des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012.
- Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et fixation du dividende.
- Option pour le paiement en actions d'une quote-part du dividende.
- Paiement en actions des acomptes sur dividende – délégation de pouvoirs au Conseil d'administration.
- 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

- Mise à jour des statuts.
- Modification des statuts - Résolution proposée par le Conseil de Surveillance du FCPE Actions EDF et examinée par le Conseil d'administration d'EDF dans sa séance du 3 avril 2013 qui l'a agréée.

À titre ordinaire et extraordinaire

- Pouvoirs pour l'accomplissement des formalités.

Projet de résolutions soumises à l'Assemblée générale mixte du 30 mai 2013

À titre ordinaire

Première résolution

(Approbation des rapports et des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2012)

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 de l'exercice clos le 31 décembre 2012, 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 3 566 370 904,14 euros.

L'Assemblée générale prend acte que le montant global des dépenses et charges visées à l'article 223 *quater* du Code général des impôts est de 2 051 289 euros au titre de l'exercice 2012 et que l'impôt y afférent s'élève à 740 515 euros.

Deuxième résolution

(Approbation des rapports et des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012)

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 2012, comprenant le bilan et le compte de résultat consolidés et 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 2012 et fixation du dividende)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, constate que le bénéfice de l'exercice 2012 s'élève à 3 566 370 904,14 euros. Compte tenu du report à nouveau créditeur de 3 713 180 822,16 euros, le bénéfice distribuable, avant imputation de l'acompte sur dividende mis en paiement le 17 décembre 2012, s'élève à 7 279 551 726,30 euros.

L'Assemblée générale décide de fixer le montant du dividende pour l'exercice 2012 à 1,25 euro par action. Compte tenu de l'acompte sur dividende d'un montant de 0,57 euro par action ayant été mis en paiement le 17 décembre 2012, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2012 s'élève à 0,68 euro par action.

En conséquence, le bénéfice distribuable est affecté comme suit :

(en euros)

Bénéfice de l'exercice clos le 31 décembre 2012	3 566 370 904,14
Report à nouveau (avant imputation de l'acompte à valoir sur le dividende 2012)	3 713 180 822,16
Montant total du bénéfice distribuable	7 279 551 726,30
Montant total du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012 *	2 311 083 327,50
Acompte sur dividende payé le 17 décembre 2012 à valoir sur le dividende 2012 (soit 0,57 euro par action) **	1 052 601 974,10
Solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012 * (soit 0,68 euro par action)	1 257 229 330,16

* Sur la base du nombre d'actions constituant le capital social au 31 décembre 2012, soit 1 848 866 662 actions.

** Sur la base du nombre d'actions donnant droit au dividende au jour du paiement de l'acompte.

Lors de la mise en paiement du solde du dividende, les actions qui seraient éventuellement détenues par la Société n'y donneront pas droit.

Le solde du bénéfice distribuable (après déduction du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012) sera affecté au poste « report à nouveau ».

La date de détachement du dividende est le 6 juin 2013, et le solde du dividende à distribuer sera mis en paiement le 8 juillet 2013.

L'Assemblée générale donne 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 total du dividende et en conséquence le montant du solde du bénéfice distribuable qui sera affecté au poste « report à nouveau ».

L'Assemblée générale prend acte 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⁾
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 %
2011	1 848 866 662	1,15	2 124 757 978,20	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

(Option pour le paiement en actions d'une quote-part du dividende)

L'Assemblée générale, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et constaté que le capital est entièrement libéré, décide, conformément à l'article L. 232-18 du Code de commerce et à l'article 25 des statuts de la Société, d'offrir à chaque actionnaire la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles de la Société pour une quote-part de 0,10 euro sur le solde de 0,68 euro par action du dividende restant à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

Chaque actionnaire pourra opter pour l'un ou l'autre mode de paiement, mais cette option s'appliquera de la même manière à toutes les actions qu'il détient.

En cas d'exercice de l'option, les actions nouvelles seront émises à un prix égal à 90 % de la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour de l'Assemblée générale, diminuée du montant du solde du dividende restant à distribuer au titre de l'exercice 2012, le tout arrondi au centime d'euro supérieur.

Les actions ordinaires nouvelles remises en paiement conféreront les mêmes droits que les actions anciennes et seront émises jouissance courante, c'est-à-dire qu'elles donneront droit à toute distribution mise en paiement à compter de leur émission.

Cette option pourra être exercée par les actionnaires entre le 6 juin 2013 et le 26 juin 2013 inclus, en adressant leur demande aux intermédiaires financiers habilités ou, pour les actionnaires inscrits dans les comptes nominatifs purs tenus par la Société, à son mandataire (BNP Paribas Securities Services – Service OST – 9, rue du Débarcadère – 93761 Pantin cedex). Pour les actionnaires qui n'auront pas exercé leur option au plus tard le 26 juin 2013, le solde du dividende sera payé intégralement en numéraire.

Pour les actionnaires qui n'auront pas opté pour le paiement en actions, le solde du dividende sera payé le 8 juillet 2013. Pour les actionnaires ayant opté pour le paiement en actions, le règlement-livraison des actions interviendra à compter de la même date.

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, en vertu de l'article 117 *quater* du Code général des impôts, les dividendes et revenus assimilés perçus à compter de 2013 par des personnes physiques fiscalement domiciliées en France sont soumis à un prélèvement à la source obligatoire non libératoire au taux de 21 %, qui constitue un acompte d'impôt sur le revenu. En vertu de l'article 242 *quater* du même code, les contribuables appartenant à un foyer fiscal dont le revenu fiscal de référence de l'avant-dernière année précédant le paiement des revenus ne dépasse pas un certain seuil peuvent demander à être dispensés de ce prélèvement selon les modalités et les délais prévus par ce même article.

Si le montant pour lequel est exercée l'option ne correspond pas à un nombre entier d'actions, l'actionnaire recevra le nombre d'actions immédiatement inférieur, complété d'une soulte en espèces.

L'Assemblée générale donne tous pouvoirs au Conseil d'administration, avec faculté de subdéléguer au Président du Conseil d'administration dans les conditions prévues par la loi, à l'effet d'assurer la mise en œuvre du paiement d'une quote-part du dividende en actions nouvelles, en préciser les modalités d'application et d'exécution, constater le nombre d'actions nouvelles émises en application de la présente résolution et apporter aux statuts toutes modifications nécessaires relatives au capital social et au nombre d'actions composant le capital social et plus généralement faire tout ce qui serait utile ou nécessaire.

Cinquième résolution

(Paiement en actions des acomptes sur dividende – délégation de pouvoirs au Conseil d'administration)

Conformément à l'article 25 des statuts 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, autorise le Conseil d'administration, pour le cas où il déciderait la répartition d'un ou plusieurs acomptes sur dividende au titre de l'exercice 2013, à proposer aux actionnaires, pour tout ou partie du ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire ou en actions.

En cas d'exercice par les actionnaires de leur option pour le paiement de l'acompte en actions, les actions ainsi souscrites seront des actions ordinaires. Ces actions auront les mêmes caractéristiques et conféreront les mêmes droits que les actions anciennes et seront émises jouissance courante, c'est-à-dire qu'elles donneront droit à toute distribution mise en paiement à compter de leur souscription.

Le Conseil d'administration fixera le délai pendant lequel, à compter de sa décision de répartition d'un acompte sur dividende, les actionnaires pourront demander le paiement de cet acompte en actions. Ce délai ne pourra toutefois pas être supérieur à trois mois.

Le prix d'émission des actions nouvelles sera égal à la moyenne des vingt premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris précédant la décision de mise en paiement de l'acompte, diminuée du montant net de l'acompte sur dividende ainsi que, le cas échéant, sur décision du Conseil d'administration, d'une décote pouvant aller jusqu'à 10 % de la moyenne susvisée, le tout arrondi au centime d'euro supérieur.

Si le montant pour lequel est exercée l'option ne correspond pas à un nombre entier d'actions, l'actionnaire recevra le nombre d'actions immédiatement inférieur, complété d'une soulte en espèces.

Tous pouvoirs sont donnés au Conseil d'administration, avec faculté de subdéléguer au Président du Conseil d'administration dans les conditions prévues par la loi, à l'effet de prendre toutes dispositions nécessaires au paiement des acomptes sur dividende en actions, pour le cas où le Conseil d'administration déciderait d'en répartir et de proposer leur paiement en actions, de constater l'augmentation de capital qui en résultera, de modifier en conséquence les statuts et plus généralement de faire tout ce qui serait utile ou nécessaire.

Sixième 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 de l'absence de convention conclue au cours de l'exercice 2012.

Septième 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 du 24 mai 2012, par sa cinquième 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, en application de la quatorzième résolution adoptée par l'Assemblée générale du 24 mai 2012.

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 60 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

Huitième résolution

(Mise à jour 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, en conséquence de la codification des lois n° 46-628 du 8 avril 1946, n° 2000-108 du 10 février 2000 et n° 2004-803 du 9 août 2004 dans le Code de l'énergie, de remplacer les références auxdites lois (ou aux articles desdites lois) figurant dans les statuts de la Société par une référence au Code de l'énergie (ou à l'article correspondant du Code de l'énergie). En conséquence :

- le texte de l'article 1 (« Forme ») des statuts de la Société s'établira désormais comme suit :

« Électricité de France (EDF) est une société anonyme régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions plus spécifiques telles que, notamment, le Code de l'énergie, la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983, et par les présents statuts. » ;

- le texte de l'alinéa 3 de l'article 2 (« Objet ») des statuts de la Société s'établira désormais comme suit :

« D'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie. » ;

- le texte de l'alinéa 2 de l'article 6 (« Capital social ») des statuts de la Société s'établira désormais comme suit :

« Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital de la Société. ».

Neuvième résolution

(Modification des statuts - Résolution proposée par le Conseil de Surveillance du FCPE Actions EDF et examinée par le Conseil d'administration d'EDF dans sa séance du 3 avril 2013 qui l'a agréée)

- Le texte de l'article 16 des statuts est modifié dans son deuxième alinéa comme suit :

« Le conseil d'administration peut décider la mise en place en son sein de comités spécialisés consultatifs, notamment un comité d'audit, un comité de la stratégie, un comité des rémunérations. Il fixe les attributions de ces comités et leur composition qui devra prévoir a minima un administrateur salarié. Les comités lui rendent compte de l'exercice de leurs missions. ».

À titre ordinaire et extraordinaire

Dixième résolution

(Pouvoirs pour l'accomplissement des 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.

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